Ontario

ELECTRICITY TRANSMISSION AND DISTRIBUTION IN ONTARIO – A LOOK AHEAD

Ontario Ministry of Energy

December 21, 2004

Electricity Transmission and Distribution in Ontario – A Look Ahead

Table of Contents

EXECUTIVE SUMMARY i

INTRODUCTION 1

CONTEXT 4

THE CHALLENGES

1. Furthering Efficiencies in Distribution 8
   - Issues Associated with Consolidation 8
   - Seeking Efficiencies 11
   - Opportunities for Functional Unbundling 12
   - Questions for Consultation 13

2. Distributed Generation 14
   - Overview 14
   - Benefits 14
   - Barriers 16
   - Questions for Consultation 17

3. Transmission Issues 18
   - Investment in Transmission 18
   - Congestion 18
   - Planning and Approvals 19
   - Questions for Consultation 21

PROCESS FOR CONSULTATION 22

CONCLUSION 23

Executive Summary

Ontario's electricity sector has undergone significant change in recent years, including restructuring of the former Ontario Hydro, and commercialization of electricity distribution and transmission companies in the province. In hindsight, Ontario's efforts to quickly implement a viable, competitive marketplace may have been overly ambitious and failed to provide sufficient adjustment time for the sector, or security for consumers.

The current government is taking action to promote a healthier and more sustainable electricity sector. This includes a more responsible approach to electricity pricing that better reflects the true cost of electricity, ending subsidies of electricity prices. It is a balanced approach to energy policy that combines features of a regulated industry with those of a competitive electricity sector.

This paper identifies and discusses changes and challenges facing Ontario's wires sector, and poses questions and a process for public consultation that might help guide the government in developing a policy framework for this sector.

The paper identifies the following issues as significant to the future of Ontario's wires sector:

- the potential to further efficiencies in the electricity distribution sector through voluntary consolidation activity, operational and administrative streamlining, and functional "unbundling" (separation);
- the development of distributed generation (the location of a generation facility at or very near a customer load);
- addressing transmission issues, such as the need for new investment, congestion, and the need to simplify the planning and approvals process.

Supported by a policy framework encouraging a voluntary approach to consolidation, the number of distributors in Ontario's local electricity distributors (LDCs) sector has decreased by two-thirds since 1998.

Consolidations enhance efficiency by facilitating system integration, streamlining system administration functions, and improving distribution system planning. However, consolidations may impose new costs and may not be required to achieve efficiencies, which are available through other business strategies.

The government recognizes that distribution sector efficiency encompasses more than rationalization through consolidation. It includes pursuing administrative and operational efficiencies, and seeking opportunities for further functional unbundling. Many of Ontario's LDCs have been pursuing innovative ways to achieve greater efficiencies, including looking at opportunities for outsourcing and alliances. The distribution sector

must continue to pursue innovative and cost-effective ways to deliver traditional distribution services as well as new services that will be required to implement the government's priorities for conservation and energy efficiency.

Distributed generation is expected to become increasingly important as existing coal-fired generation facilities are replaced. Distributed generation provides important benefits for the wires network, including delaying the need for capital expenditures to upgrade the wires network; offering local solutions to transmission constraints; reducing system losses; improving load factor; and increasing reliability of supply.

There are barriers to the development and growth of distributed generation in Ontario including economic, system planning, and regulatory issues. The government recognizes that in order to address Ontario's emerging supply needs, further regulatory work is required to ensure that investment, construction and development of new distributed generation is facilitated to the maximum extent possible.

Ontario's electricity supply will be increasingly derived from smaller-scale renewable and distributed generation facilities. This will require new investment and some reconfiguration in distribution and transmission lines, streamlined approaches for transmission planning and approvals and improved congestion management.

The development of distributed generation, the enhancement of Ontario's transmission network, and facilitation of greater efficiency in the distribution sector all depend on, and require, new investment and a supportive regulatory environment. The government understands the importance of promoting private sector investment to help rebuild and strengthen Ontario's electricity sector. The government also understands that investors and all stakeholders in Ontario's electricity sector need stability and predictability.

In developing a policy framework for the distribution and transmission sectors, the government is mindful that there has been much change in the past few years. It is time to work towards building a long-term, stable policy and regulatory framework that supports and encourages new investment, promotes efficiency, and fosters conservation.

Introduction

Since the late-1990s, Ontario's electricity sector has been subject to profound structural economic, technological, legislative, and institutional changes.

Until financial pressures that resulted in its 1998 restructuring, the former Ontario Hydro was a monopoly generator, power transmitter and rural distributor. That year, legislated changes envisioned the creation of a competitive electricity marketplace and unbundled the Ontario Hydro monopoly. Key institutional changes included:

- separating Ontario Hydro into stand-alone "wires" (distribution and transmission) and generation businesses (respectively, Hydro One and Ontario Power Generation);
- establishing an independent body, the Independent Electricity Market Operator (IMO), to manage the wholesale marketplace;
- expanding the Ontario Energy Board's (OEB's) role to regulate the electricity distribution and transmission sectors.

Restructuring had important ramifications for Ontario's electricity distribution and transmission sectors. Key changes included:

- articulating municipal government ownership over local electricity utilities, formerly known as municipal electric utilities (MEUs);
- commercializing Hydro One and local electricity distributors (LDCs)
- facilitating greater efficiencies in the local electricity distribution sector.

Local electricity distributors were restricted to monopoly wires activities and required to "unbundle" (separate) competitive activities, the latter to be performed by affiliates or independent electricity retailers.

In hindsight, Ontario's efforts to quickly implement both a wholesale and retail competitive marketplace may have been overly ambitious, as serious difficulties were encountered.

The changes envisioned were far reaching, particularly from the perspective of adapting or building entirely new institutional structures. Shortly after market opening in 2002, increased demand combined with tight electricity supply resulted in sudden spikes in electricity prices. This prompted a decision to impose a freeze on electricity rates, including distribution rates paid by businesses and residential customers. The fledgling electricity retailing sector also required tighter regulation to protect the public interest from undesired marketing behavior.

It clearly proved challenging to try to impose a competitive market framework on an industry that had long been a monopoly in Ontario. There was also insufficient time given for the industry to adjust to a different market structure and allow for a fuller development of regulatory tools to help foster competitive outcomes and adequately protect consumers.

Taking Action

The current government is taking action to promote a healthier and more sustainable electricity sector.

In December 2003 the government passed the *Ontario Energy Board Amendment Act (Electricity Pricing), 2003* (tabled as Bill 4) which provided a responsible, sustainable approach to electricity pricing that better reflected the true cost of electricity, ending subsidies of electricity prices. This gave the OEB responsibility to determine, no later than May 1, 2005, the commodity price for electricity payable by low-volume customers in Ontario. This legislation restored much of the OEB's role in setting and approving electricity distribution and transmission rates, easing requirements for ministerial approval prior to the regulator being allowed to proceed with transmission rate applications.

In December 2004, the government passed the *Electricity Restructuring Act, 2004* (tabled as Bill 100). As the provisions of this legislation are proclaimed into force, they will amend the *Electricity Act, 1998* and the *Ontario Energy Board Act, 1998* to create the Ontario Power Authority ("OPA") and institute the government's policy of a hybrid electricity market. This legislation takes a balanced approach to energy policy by combining features of a regulated industry with those of a competitive electricity sector. This will include regulated prices for electricity from major nuclear and baseload hydro generation assets; non-utility-generators (NUGs) and contracted generation; and a wholesale market for all other generation. This combination of pricing mechanisms will result in a blended cost for consumers.

This legislation is intended to encourage and foster a culture of conservation in Ontario, as a means to address the tight supplies arising from Ontario's growing economy and the need to replace older nuclear and coal-fired generation assets. It will also strike a balance between the need for private investment in supply, and the need to protect consumers from large fluctuations in their electricity bills.

In short, to reflect the true cost of generating electricity in Ontario, this legislation addresses issues associated with ensuring adequacy of supply, promotes conservation, and sets electricity prices at more realistic levels.

Addressing Transmission and Distribution Issues

The next step is to address how the distribution and transmission sectors fit into the government's overall vision for Ontario's electricity industry. In his speech to the Empire Club in April 2004, Energy Minister Dwight Duncan confirmed that the government would address transmission and distribution issues beginning in the fall.

The Minister noted, "Without a thorough examination of the network side of our electricity infrastructure, it will be impossible to bring about the changes needed to develop a safe, secure supply for Ontarians."

This paper identifies and describes some of the key challenges facing the electricity wires sector, as it adapts to support the government's new energy policies and priorities. It also poses questions for public consultation that might help guide the government in developing a policy framework for the distribution and transmission sectors.

The intent of this consultation process is to look forward and to provide industry stakeholders and all Ontarians the opportunity to provide input into how the distribution and transmission sectors can help facilitate the development of Ontario's electricity sector.

In the next few years, significant changes in Ontario's electricity sector will include:

- less reliance on large-scale generation and more on smaller-scale, renewable, and distributed generation (the location of a generation facility at or very near a customer load);
- a culture of energy conservation and demand-side management;
- implementation and promotion of new technologies to support newer and cleaner generation, electricity storage, and more efficient transmission and distribution systems.

Clearly, the distribution and transmission sectors will play a key role in helping to support these changes. This government looks forward to initiating consultations on these issues with all interested stakeholders and Ontarians.

Context

Ontario's Electricity Wires Network

Ontario's electricity wires network is an integrated system of high-voltage transmission lines and distribution lines that delivers electricity from generation stations to customers. Because of Ontario's vast geographic size, our electricity system requires different types of high-voltage lines to deliver electricity safely, reliably and economically to customers.

High-voltage transmission lines, which carry electricity at voltages above 50 kilovolts (kV), (typically at 115 kV, 230 kV and 500 kV), are required to move electricity over long distances from generating stations to load or population centers to ensure minimal power losses. Once the electricity nears a distribution point, voltage is reduced at a transformer station to allow its distribution over distribution lines (voltages under 50 kV) for local distribution to customers.

Electricity Transmission

Ontario's high-voltage grid comprises over 29,000 kilometres of transmission lines and is one of the largest in North America. Hydro One accounts for 97 per cent of the province's high-voltage transmission network. Two hundred and seventy-four transmission and switching stations support Hydro One's massive transmission network.

Hydro One serves 92 distribution companies, 113 large industrial customers, and 174 generators, including 78 generating stations owned by Ontario Power Generation. There are also five other transmitters: Great Lakes Power Limited; Canadian Niagara Power Inc. (CNP); Niagara West Transformation Corporation; Five Nations Energy Inc.; and Cat Lake Power Utility Ltd.

The IMO directs grid operations to ensure reliable supply. This direction extends to all owners of transmission assets. The OEB establishes uniform wholesale rates for the transmission services provided by these companies.

Electricity Distribution

Electricity is delivered in Ontario through a network of over 90 municipally and privately owned distributors (LDCs), and Hydro One. There are approximately 4.4 million distribution customers in Ontario. The largest distributor is Hydro One, which serves about one-quarter of all distribution customers in Ontario.

The LDCs and Hydro One differ in customer density, size of customer base, geographical spread and financial base. The size distribution of distributors is skewed, with Ontario's LDCs tending to be either very large or very small. As an illustration, the ten largest distributors in Ontario, including Hydro One and several large urban LDCs, serve nearly two-thirds of all customers, while the smallest 42 LDCs serve fewer than 10,000 customers each.

Electricity distribution in Ontario involves several distinct functions and activities, including:

- distribution wires and infrastructure (building lines, repair and maintenance, tree trimming/removal);
- customer care management (power connection, account administration, billing services);
- meter and relay services (meter installation, testing and repair; meter reading, records and inventory management; meter accreditation facilities).

As Ontario's electricity sector evolves and fosters greater conservation, electricity distribution will increasingly function as a delivery mechanism for demand-side management and technological innovation to better manage and conserve load.

Recent Developments

There have been significant developments in the electricity distribution sector since 1998. These have included legislative changes, new institutional arrangements, and consolidation activity.

Ontario's distribution sector in the mid-1990s was highly fragmented, with 308 separate LDCs. At the time, a number of distributors saw potential opportunities for economies of scale and efficiency gains from strategic mergers and acquisitions. In the public policy domain, there was recognition of the need for distribution sector restructuring. Both the Macdonald Committee Report "A Framework for Competition" (1996) and the Ontario government's White Paper "Direction for Change: Charting a Course for Competitive Electricity and Jobs in Ontario" (1997) identified this need.

On the legislative front, the *Energy Competition Act, 1998* (ECA) made fundamental changes in the structure and operation of local distribution companies (LDCs). LDCs received clear business mandates and underwent reorganization as entities subject to the *Ontario Business Corporations Act* (OBCA). With clarification of municipal ownership of their local electrical utility, municipalities became the shareholder of their LDC.

This change in ownership and new commercial mandate also provided greater financial flexibility to distributors in how they could raise funds and structure their capital (debt/equity). Prior to OBCA reorganization, local distributors held virtually no debt. After restructuring, many LDCs assumed a more commercial debt-to-equity balance in their capital structures, often issuing debt to their municipal owners.

The second major development was regulatory reporting, processing, and requirements. Regulatory responsibility for the LDCs was transferred from the former Ontario Hydro to the expanded OEB. This resulted in a more formalized working relationship between regulator and regulated entity, and the development of codes and licence requirements to govern the activities of distributors.

These two elements induced important behavioral changes in the way LDCs and their new shareholders conducted business. LDC shareholders, mainly municipal governments, had flexibility to make decisions about how they maximized the return from their LDC assets. Shareholders placed greater demands on the LDCs to deliver a return on their investment. In addition, LDC shareholders saw the opportunity to seek out merger and amalgamation opportunities.

Subsequent to the passage of the ECA, provincial tax policy was designed to encourage rationalization activity by providing a temporary two-year exemption in the transfer tax for electricity distribution utilities sold to other municipal utilities, or to Hydro One. Moreover, a number of LDCs were required to merge as a result of imposed municipal amalgamation during the late-1990s.

As a consequence of these policies, many LDC shareholders proceeded to sell their holdings, or amalgamate with other LDCs. Between 1998 and 2003 there was rapid consolidation in Ontario's distribution sector, with the number of LDCs (excluding private) falling from over 300 to 95. Hydro One took an active role in facilitating this consolidation wave with the acquisition of 90 LDCs. This accounted for nearly half of the entire consolidation activity.

In 2002, however, consolidation activity stalled with the expiry of the temporary tax exemption, and uncertainty over future directions for the sector. In 2003 this exemption, again applicable only to publicly owned utilities, was reintroduced for another two years through to March 28, 2005. Since its reintroduction, the only significant activity in the publicly owned LDC sector has been the amalgamation earlier this year of three York Region LDCs into PowerStream Inc., and the recently announced merger of Hamilton Hydro and St. Catharines Hydro.

It might be noted there has also been non-tax exemption-related acquisition activity of small, private distribution companies by FortisOntario, including the remaining 50 per cent of privately owned Canadian Niagara Power Company and Cornwall Electric in 2002, and Granite Power Corporation (since renamed Eastern Ontario Power) in 2003. Today there are over 90 LDCs in Ontario.

Recent indications suggest that some LDC shareholders are exploring options to sell their electricity distributors prior to the March 2005 deadline. For example, Haldimand County Council recently announced it would seek proposals to sell the assets or shares of its local LDC, Haldimand County Hydro.

Since 1998, LDCs have reorganized and restructured the way they do business as another means of maximizing return for their shareholders. A number of LDCs have established service affiliates or contracted out to unaffiliated third parties to deliver many services and functions which, previous to 1998, were delivered internally by local distributors.

Some of these service contracts have resulted in the LDC acting more like a holding company and retaining only a handful of employees, while the service affiliate becomes in essence the distributor. LDCs have also looked at how they might streamline their operations on a functional basis as a means of achieving greater efficiency and productivity.

Outsourcing is creating the potential for licensing and ratemaking challenges for the regulator. The original requirement to separate competitive activities from the monopoly wires business has been overtaken by marketplace and shareholder pressures. This has resulted in the transfer of some or many of the traditional functions and activities of the monopoly wires business into a service affiliate, thus distancing it from regulatory purview.

From a practical perspective, this means that to determine rates for LDCs, the regulator must assess whether costs contained in service agreements between distributors and affiliates or third parties are incurred prudently.

The Challenges

1. Furthering Efficiencies in Distribution

Today, Ontario's distribution system includes over 90 LDCs. Of these, more than 40 have fewer than 10,000 customers. However, as noted, the number of LDCs has declined significantly over the past five years, by nearly two-thirds, under a policy framework encouraging a voluntary approach to consolidation.

In moving forward, the government recognizes the differing views on the most appropriate next steps towards encouraging further efficiencies in the sector. Some stakeholders are advocating further efficiencies within the distribution sector. Some examples include:

- promoting more efficient system planning and investment;
- eliminating wasteful overlap and duplication of distribution assets;
- improving regulatory efficiency.

Others suggest opening more distribution system functions, currently undertaken by distributors or their affiliates, to greater competition.

The government seeks advice about the most practical way to allow the industry to gain further efficiencies that may be available through continuous improvements, and creative approaches to pooling of assets, activities, functions, and interests. Current government policy supports a voluntary approach to consolidation and functional efficiencies, preferring not to impose top-down solutions on the sector.

Issues Associated with Consolidation

The government is cognizant that the OEB held consultations earlier this year on distribution sector efficiencies and reviewed issues associated with consolidation. The OEB's summary report noted that consolidation provides the opportunity to realize significant efficiency gains in organizational structure; human resources; engineering functions; resource and cost management; simplification of service delivery; and financial flexibility.

Some examples of specific areas where consolidations can provide efficiency benefits include:

- system integration (combining or centralizing existing accounting offices, administrative systems, billing systems);

- streamlining administrative functions such as payroll, human resources, real estate management and other administrative functions, or contracting out to a separate service provider;
- savings through elimination of redundancies and overlaps;
- reduced fixed overhead costs and improved variable cost management;
- improved distribution system planning;
- increased investment in capital-intensive technology;
- improved customer service through better call center support.

However, recent experience suggests a number of potential drawbacks associated with LDC consolidations in Ontario.

- Amalgamations may not be required to achieve efficiencies. The same benefits may also be available to coalitions, cooperatives, associations and other groups of distributors where ownership changes may not be necessary.
- In the view of some stakeholders, it has been more difficult to obtain benefits from consolidation in remote areas, as the distance between LDCs tends to limit potential operational economies.
- LDC consolidation may be counterproductive from a cost perspective; for example, where employee wages migrate to the highest level.

Another important issue within the context of the discussion on consolidation concerns the optimal size of distributors.

At the OEB's consultations, some smaller LDCs indicated the benefits of being small, arguing that large companies are more difficult to control and tend to be less responsive to customers. They noted that small LDCs can avoid amalgamation costs and achieve same-scale benefits as amalgamated entities through associations, partnerships, and industry groups. Moreover, a smaller LDC may be able to implement change more easily than a larger organization. They also pointed out that some larger LDCs in Ontario have higher costs per customer than many of the smaller LDCs.

In assessing whether consolidation can help drive further efficiencies, it was pointed out during the OEB's recent consultations that no empirical evidence exists regarding the efficiencies gained from the recent consolidation experience in the Ontario distribution sector. Rather, the efficiency merits of consolidation appear to depend more on the particulars of the individual situation, and management skill in driving efficiencies post-amalgamation.

In developing policies for furthering distribution sector efficiencies, the government recognizes there are different viewpoints as to the merits of encouraging further structural consolidation as part of an overall strategy. There are clearly different views as to whether further consolidation will create economies of scale, cost savings, and improved service for customers.

Some argue there may be economies derived from amalgamations of bordering or contiguous LDCs, thus eliminating overlap and duplicative distribution assets. Others argue that amalgamating already large LDCs generates few, if any, incremental efficiencies.

Moreover, there are those who would argue there is scope for encouraging the development of new embedded distribution systems, such as for new condominium developments, within existing service territories. In the longer term, this could potentially result in the creation of more electricity distributors in Ontario.

The government notes the Board's February 27, 2004 decision regarding the amendment of licensed service areas, in particular the finding that applications for new embedded distribution systems are not generally in the public interest, as they may be economically inefficient. This finding, however, did not directly address the issue of distribution systems entirely embedded in private property, such as condominiums or commercial buildings.

Until now, the government's preferred approach has been to encourage voluntary consolidation, allowing the owners of distribution assets to make a purely business decision as to whether it makes sense to merge with another entity. This approach has worked well in Ontario. In going forward, the government recognizes that this remains an important issue for the industry. Indeed, many stakeholders continue to share the view that any policy towards consolidation should remain based on a voluntary approach.

The government also recognizes that business decisions as to investment in Ontario's distribution sector or consolidation of assets are more easily undertaken in the context of a stable policy and regulatory climate. There have been many changes in recent years in the electricity sector, and this government is strongly committed to a stable and positive investment climate. There are opportunities for investment in new infrastructure and emerging technologies that will enhance the efficiency of Ontario's distribution and transmission sectors.

Seeking Efficiencies

While consolidation activity has provided benefits to the sector, the government recognizes that distribution sector efficiency encompasses more than rationalization through consolidation or simply reducing costs. In recent years, Ontario's LDCs have pursued innovative ways to achieve greater efficiencies in their operations, and the government is supportive of these efforts.

Ontario's distribution sector must continue to seek innovative and cost-effective ways to deliver traditional distribution services, and new services that will be required to fulfill the its role in implementing important priorities of conservation and demand-side management. LDCs will need to seek greater efficiencies in planning and designing their systems in order to reflect the growth in distributed and renewable generation. They will also require new technologies to more efficiently distribute electricity through their distribution networks.

The government is cognizant that the OEB examined the issue of furthering efficiencies in the distribution sector, beyond pursuing the route of consolidation. Industry stakeholders affirmed that key objectives of LDC management include implementing efficiency measures and undertaking continuous improvements.

Examples where LDCs have achieved efficiencies, without adversely affecting quality of customer service include:

- administration system integration (e.g. billing systems, call centers);
- sharing services or equipment with other distributors or with municipal owners (e.g. meter reading, asset management and services);
- integrated load forecasting and planning for system expansion;
- contracting out services (e.g., billing, meter reading, IT processing, tree trimming);
- formation of alliances, informal cooperatives and partnerships with other distributors or industry players for achieving economies of scale for procuring services, and training or sharing of ideas;
- amalgamation or creation of joint ventures that benefit from economies of scale;
- sharing of ideas and processes on how to increase overall performance and efficiency.

One important challenge facing the distribution sector is the lack of formal measurement of efficiency gains in the sector.

Stakeholders have suggested that the regulator should determine areas where efficiencies and inefficiencies exist and develop benchmarks, efficiency targets, and performance measures. In response, the OEB is exploring this issue through a variety of its ongoing processes, including preparations for 2006 distribution rates. There is also the issue of how LDCs might best be incented to achieve further efficiencies. The regulator is undertaking rate rebasing and cost allocation exercises, which are expected to serve as building blocks towards development of incentive-based regulation for Ontario's distribution sector.

The government recognizes that implementing such a regime in Ontario may be beneficial in helping to drive further distribution sector efficiencies, and promote a culture of continuous improvement. Incentive-based regulation would also help electricity sector investors and the regulator to more accurately assess and compare LDC performance across Ontario, helping to enhance regulation and promote investment in Ontario's distribution sector.

Opportunities for Functional Unbundling

When the ECA was passed in 1998, LDCs were revamped to deliver traditional monopoly wires services, while competitive activities, such as electricity retailing, would be undertaken by separate entities. Over the past six years, the wires business has evolved and many LDCs are no longer themselves delivering the full suite of traditional wires services, having opted instead to enter into service relationships with competitive affiliates and third parties.

Many LDCs function as wires service managers, or holding companies, that oversee service contracts with affiliates and third parties to actually carry out and deliver distribution services. For example, billing services have become a centralized function in Ontario, with most LDCs opting to farm out this function to billing system specialists. This has helped achieve activity or functionally based economies of scale, even though in name there are still more than 90 LDCs in Ontario.

Driven by new technologies and more sophisticated business practices and approaches to service delivery, the distribution sector continues to evolve. Given the success of some LDCs in achieving operational efficiencies by outsourcing certain of their functions, there may be new opportunities to further unbundle specific LDC functions and provide them competitively and not exclusively on a monopoly basis. For example, some customer care activities, such as account management and new connections, may be amenable to smarter business practices and increased competitive choices.

An important going-forward issue for the distribution sector is the need to further pursue opportunities for efficiency gains from a functional perspective. As noted above, LDC activities include investing and maintaining wires; customer care management; and billing technology (including metering services). Clearly, creative approaches to LDC metering function management will be explored as the province moves to a smart meter environment.

Further functional unbundling may pose regulatory challenges, however. As experience in the natural gas sector suggests, it may be more challenging to regulate a sector where previously combined functions are unbundled and carried out by a mix of incumbent providers, affiliates, third parties, and niche service providers.

Questions for Consultation

The issues and challenges identified in these sections need innovative solutions. A key consideration for government is how to encourage efficiency gains in distribution. To provide a framework to address issues of distribution sector efficiencies, the government is posing the following questions, which might serve as the basis for consultation and discussion with stakeholders:

1. Are there specific policy, legislative or regulatory barriers that impede potential efficiency gains?

2. Is there a role for greater regulatory incentive, for example, in the rate structure, to encourage LDCs to seek greater efficiencies in their operation? How might this best be implemented?

3. What are some of the implementation and operational challenges associated with geographic or functional consolidation? How could these challenges be overcome?

4. What scope may be available to encourage asset swaps and creative pooling arrangements between or among distributors to simplify the overall configuration of the distribution sector?

5. What specific functions currently carried out on a monopoly basis by distributors may be amenable to increased (or at least some partial form of) competition? What sorts of structures may be required to facilitate further functional unbundling?

2. Distributed Generation

Overview

As coal-fired electricity generation facilities are replaced and older nuclear facilities decommissioned, there will be a need to develop safe, reliable and environmentally sustainable replacement generation. It is expected that the emerging resource mix will include natural gas turbines, hydro, and other emerging clean and renewable technologies.

Some technologies provide the opportunity to locate a generation facility at or very near the customer load, thereby supplying power to the local distribution network directly or through lower-voltage transmission lines. As noted earlier, this is commonly referred to as "distributed generation."

In Ontario, specific technologies that might be utilized include gas turbines, solar and fuel cells, biomass and, in some circumstances, micro hydro and windmills. Given their flexibility, distributed generation technologies are already a factor in a number of electricity markets (e.g. California, Netherlands, Germany), particularly for high-reliability applications, as a source of emergency capacity, or to defer the expansion of a local network.

The government recognizes that the development of a diversified, clean and renewable energy portfolio in Ontario lends itself to the development of distributed generation facilities. In his April 15, 2004 speech to the Empire Club, Energy Minister Dwight Duncan acknowledged the potential for distributed generation projects:

> "Distributed generation, which is also attractive from a security perspective, holds significant promise for the environment, as it suggests an electricity system that minimizes massive transmission networks, and focuses resources only where they are absolutely necessary. Our desire is to help Ontarians unlock the potential for efficient electricity generation that is around them, and we will remove barriers, free up resources and bring new thinking and new ideas to the challenges that lie before us."

Benefits

Distributed generation has important implications for the distribution and transmission network. Critically, distributed generation may add value to a power system by:

- delaying or avoiding the need for capital expenditures to upgrade a congested transmission or distribution network;

- offering local solutions to transmission constraints;

- reducing distribution and transmission system losses;
- *improving the transmission and transformation system's load factor;*
- increasing reliability at the LDC level;
- providing support or ancillary services to the local distribution network.

Distributed generation can provide some economic advantages to consumers. On-site power production may help offset transmission and distribution costs that can otherwise account for between 20 to 30 per cent of the cost of delivered electricity. Alternatively, however, the value of avoided transmission costs could be captured by the generator, rather than the consumer. Distributed generation may also be better positioned to use low-cost fuels, such as landfill gas.

As compared to larger central plants, distributed generation has the potential to respond to new supply needs in a shorter time frame. It may also:

- help reduce peak electricity prices and transmission charges;
- provide less financial, development, construction and operating risk for ratepayers because of smaller increments of investment;
- make more efficient use of fuel, particularly in cases where a facility produces both electricity and heat for industrial use or heating, ventilation and air conditioning uses in neighbouring communities.

Distributed generation is not without challenges, however, including:

- efficiency of fuel use in smaller conventional gas-burning facilities may not compare favourably to large plants;
- if not located carefully, distributed generation could worsen transmission load factors; and
- the location of many natural sources of distributed generation (e.g. landfill gas, wind, tidal, geothermal) may not be located near loads, limiting the possibility of avoiding transmission.

Barriers

In Ontario, however, there are a number of barriers to the development and growth of distributed generation.

Economic Barriers: Embedded legal, consultancy, and regulatory costs associated with developing a new distributed generation project may act as barriers to entry. The various approval processes required prior to establishing a generating facility in Ontario are often very time-consuming. Although these costs are similar for all new generation projects, the relative economic burden placed on small distributed generation entrants with fewer resources may be greater than that of a larger, well-established electricity producer.

Another economic barrier is that the per-unit cost of power generated from some distributed generation technologies is usually higher than that from the grid, which typically sources its power from lower-cost hydro, nuclear, and fossil fuel power. This is partially due to the fact that distributed generation has been closely associated with renewable generation technologies such as solar and wind, which tend to be more costly than traditional generation sources.

System Planning Issues: The distribution system was originally designed to receive electricity through a long distance transmission system and may now require some reconfiguration to facilitate the growth and expected investments in distributed generation.

Connection Barriers and Regulatory Issues: Distributed generation systems wishing to connect to the distribution system may have to address significant questions relating to assessment fees and upgrade costs which are not clearly set. The regulatory environment could play an active role in identifying and eliminating barriers and promoting investments in distributed generation.

For example, the regulator has indicated that it would consider making additional amendments to the Distribution System Code to address outstanding issues such as standardization of contracts beyond those pertaining to micro generation projects, ownership of high-voltage disconnection equipment, and liability-related issues. The OEB is considering the issue of how connection costs will be shared through the distribution system, particularly as distributed generation becomes more common.

Benefit sharing is another regulatory issue. Proponents of distributed generation are of the view that they should share in any potential benefits arising from load reductions as a result of their investment. On the other hand, others believe the benefit sharing approach offers an incentive to distributed generation that may result in customers paying a higher regulated tariff. It may also encourage the location of generation in areas that result in increased transmission congestion. The regulator is currently considering the issue of allowing distributed generators to share the benefits accruing as a result of their generation.

The Industry Task Force on Distributed Generation (DG Task Force) and The Association of Power Producers of Ontario (APPRO) have also identified some of these barriers. While stakeholders recognize that not all of these issues can be resolved in a single forum, they view the current 2006 rate rebasing exercise by the OEB as an opportunity to address some of these issues.

While many challenges still exist for distributed generation, work is underway to remove some of the barriers facing distributed generation. In response to a government directive to address new generation, the regulator has amended the Distribution System Code, introducing standard processes and technical requirements for the connection of new generation to the distribution system. The OEB has also introduced a Micro-Embedded Load Displacement Generation Connection Agreement as a standard contract agreement for connection of all micro generation (under 10 kW), and for a customer's own use to the distribution system.

However, the government recognizes the need for continued work, particularly in the regulatory domain, to facilitate the development of distributed generation. The government is committed to ensuring the expedient construction, start-up and operation of new clean and renewable generation sources.

Questions for Consultation

1. What are some key concerns, particularly for distributors and transmitters, arising from the emergence of, and expected increased reliance on, distributed generation in Ontario?

2. Are there any specific legislative, regulatory or institutional gaps or inconsistencies that might need to be addressed in order to facilitate distributed generation?

3. In light of increased deployment of distributed generation, are there longer-term strategies necessary to ensure safety and reliability, and efficient system planning?

3. Transmission Issues

A robust transmission system is a key element in the development of a well-functioning wholesale market. It is important that the transmission network is able to address the needs created by a more diversified supply portfolio, including clean renewable and distributed generation technologies, and on the possibility of increases in imported power from other jurisdictions, particularly in Canada.

Some of the emerging challenges include the need for new investment to service new supply; congestion; and the need to simplify the planning and approvals process.

Investment in Transmission

Ontario's transmission system is under stress because expansion of the transmission system has not kept pace with growing electricity demand, population growth and anticipated changes in the supply mix and generation technologies. There is a need to build and invest in new transmission networks. As Ontario phases out or retires existing coal facilities and depends on smaller-scale replacement generation, there will be increased pressure to make investments to:

- reconfigure transmission to service these smaller-scale new generation technologies;
- construct transmission connections with neighbouring jurisdictions;
- enhance and improve grid connections between northwestern Ontario and urban areas in southern Ontario.

The new Ontario Power Authority (OPA) will determine the need for new transmission investment requirements. It is expected that the owner of most of the grid, Hydro One, will play a major role in ensuring that new transmission lines are built.

Congestion

There is also a need to address congestion pressures on some segments of the transmission network in parts of southern Ontario. One of the alternatives is to invest in new transmission assets to serve rapidly growing service areas in the Greater Toronto Area (GTA), and to protect system stability and reliability following closure of coal generating facilities and reconfiguration of where power is generated in Ontario.

The Market Surveillance Panel has indicated concerns that these constraints are resulting in significant congestion payments, potentially hindering market efficiency, and limiting competition. The Market Surveillance Panel has identified there is:

- a lack of information to trigger new transmission investment;
- a need for clarification of the planning process and the role of the major players;
- a need to determine accountability for assessing and comparing the costs and benefits of new transmission projects that are geared to reducing congestion.

Planning and Approvals

Federal, provincial and local governments and agencies have a role in the planning and approvals for new transmission projects; therefore there is a need to ensure that the entire process is streamlined, coordinated and there is minimal duplication of effort.

Uncertain regulatory, siting, and approvals processes can be major barriers to investment in new transmission facilities. Federal, provincial and local governments, competing local interest groups, and First Nations are demanding an increased role in the planning and decision-making process. These factors can increase the complexity of the planning process making it increasingly difficult to build new transmission facilities, but ultimately may result in transmission projects that are more acceptable to local stakeholders.

Ontario's transmission companies, the OPA, the Independent Electricity System Operator (IESO), and individual municipalities all have planning roles. The OEB and, potentially, the National Energy Board (NEB) also have roles in plan approvals, and approvals of specific projects to implement those plans. There is also growing jurisprudence pointing to a role for First Nations who may be affected by transmission facilities.

Plans and projects may be also subject to approval under the Canadian Environmental Assessment Act. Ontario has recently entered into an agreement with the federal government to conduct co-operative Environmental Assessments. The Agreement establishes mechanisms, including the opportunity for joint review panels where necessary and appropriate, to guide federal-provincial co-operation where federal and provincial environmental assessment legislation applies to the same project.

With the passage of Bill 100, the OPA will be established as the single entity in Ontario with a clear and express mandate, in the context of developing its Integrated Power System Plan, for assessing power system needs, examining alternatives for meeting those needs, and identifying specific transmission solutions where they are most appropriate. The OEB will conduct a full and transparent review of the Plan to ensure it is economically prudent and cost effective.

Clearly, Bill 100 breaks significant ground towards clarifying and rationalizing transmission planning and approvals at the provincial level. This will help to eliminate unnecessary regulatory costs that result from current overlap and duplication. It is, however, only a first step. Individual transmission initiatives that continue to require approvals on a project-by-project basis also face the potential for duplication and unnecessary costs.

Ontario has already taken steps to streamline the project planning process under the *Environmental Assessment Act* for certain classes of transmission project. The Electricity Projects Regulation (O.Reg. 116/01) made under the *Environmental Assessment Act* specifies which transmission projects are not subject to Environmental Assessment requirements; which projects are subject to an Environmental Screening or Hydro One's Class Environmental Assessment for Minor Transmission Facilities (currently being revised and updated); and, which projects will be subject to an individual Environmental Assessment.

Under the *Environmental Assessment Act*, a proponent of a transmission project that requires an individual Environmental Assessment must establish the need for the undertaking, and consider alternatives to the undertaking. The definition of environment in the *Environmental Assessment Act* is broad and includes the socio-economic impact of an undertaking in addition to the natural environment impacts (air, land and water).

The individual Environmental Assessment process allows a proponent to submit a Terms of Reference to the Minister of the Environment for approval that could identify a direction from the OEB and the OPA as justification of the need for a proposal and for the choice of transmission solution over other methods of meeting electricity customer requirements. In making a decision to approve the Terms of Reference, the Minister of the Environment would need to be satisfied that the OPA, for example, had considered environmental sustainability and environmental protection when preparing its Integrated Power System Plan and deciding that transmission was an appropriate option for meeting particular electricity requirements.

The recognition within the Environmental Assessment process of prior approvals by the OPA and the OEB should be an important next step. It is therefore critical that environmental sustainability and environmental protection are factored into OPA planning for the Integrated Power System Plan.

The IESO's connection assessment process examines transmission proposals to determine the impact on the reliability of the IESO-controlled grid, and provides approval of the proposed facility under the Market Rules.

From a public policy perspective, there is an obvious need to ensure a fully coordinated and harmonized planning and approvals processes to increase efficiency, to ensure timely decisions and implementation of those decisions and to minimize costs for electricity customers.

Questions for Consultation

1. Once an Integrated Power System Plan has been approved by the OEB, what opportunities exist to further streamline subsequent approvals?

2. Should the OEB's decision on leave to construct explicitly authorize cost recovery through rates by avoiding/incorporating the need for Section 78 approval?

3. Should transmission companies be provided with financial incentives to encourage investment?

   Could this be achieved by a new pricing regime that provides higher rates of return for new investment; rates based on levelized cost of capital recovery; or, a non-traditional depreciation schedule for new investment?

   Could this be achieved through the concept of "franchise areas" and requirements to construct needed facilities within those areas? Are there other solutions?

4. What opportunities exist for harmonizing approvals between different levels of government?

5. With reference to any other transmission issues, are there specific legislative, regulatory or institutional gaps that might need to be addressed? If so, how best might these be addressed?

Process for Consultation

The government is seeking comments on this paper from interested stakeholders. Anyone wishing to provide comments or file a submission may do so electronically as per instructions provided on the Ministry's website at: www.energy.gov.on.ca

Those wishing to send written comments may do so by mail to:

Ministry of Energy
900 Bay Street
Hearst Block, 4th Floor
Toronto ON M7A 2E1

Only comments/submissions filed electronically will automatically be posted on the Ministry's website. Posting of written submissions may not be made available on the website due to practical constraints.

All comments must be received by 4:30 p.m. on February 28, 2005.

Comments should refer specifically to "Electricity Transmission and Distribution in Ontario – A look Ahead", and should also indicate the name of the commenting stakeholder(s), the party which they represent, and their contact information (address, e-mail address, fax number, etc.).

Any questions relating to this consultation may be directed to the Ministry's help line toll free 1-888-668-4636 or to the Ministry's e-mail address at: write2us@energy.gov.on.ca

Conclusion

This paper is intended to serve as a framework for consultations on the future of Ontario's distribution and transmission sectors. The focus is on:

- developing creative solutions and approaches to achieve greater efficiencies in the wires sector;
- improving the quality of service for consumers;
- minimizing regulatory barriers to promote investment in new generation and transmission facilities;
- fostering a culture of conservation and demand-side management.

This paper has reviewed issues associated with distribution sector efficiencies, the development of distributed generation and transmission planning and investment. Questions have been posed on each issue to help guide consultations, and encourage interested stakeholders to provide input and practical suggestions on steps that can and should be taken to support the future development of Ontario's distribution and transmission sectors as they assume new roles and responsibilities in helping to rebuild our electricity sector.

This government is committed to open and inclusive consultation. We want to ensure that Ontarians will have the opportunity to comment and provide input on developing approaches for guiding the future development and enhancing the efficiency of Ontario's transmission and distribution sectors.

The distribution and transmission sectors have an important role to play in helping deliver the government's vision for the electricity sector. In particular, LDCs can be agents of change at the local level to promote conservation, the introduction of new energy-efficient technologies, and to support the development of distributed generation. LDCs are extremely well-placed to advance the government's priorities in the communities they serve. Ontarians will need all their expertise, ingenuity and leadership to help promote investment in the electricity sector, to use renewable energy, and to build a conservation culture.

Ontario

DISTRIBUTION ET TRANSPORT DE L'ÉLECTRICITÉ EN ONTARIO – PERSPECTIVES D'AVENIR

Ministère de l'Énergie de l'Ontario

Le 21 décembre 2004

Distribution et transport de l'électricité en Ontario – Perspectives d'avenir

Table des matières

SOMMAIRE i

INTRODUCTION 1

CONTEXTE 5

ENJEUX

1. Augmentation des gains d'efficacité dans le secteur de la distribution 10
   - Enjeux liés à la consolidation 10
   - Recherche des gains d'efficacité 12
   - Occasions de dégroupage fonctionnel 14
   - Questions à examiner lors de la consultation 15

2. Production décentralisée 17
   - Aperçu 17
   - Avantages 18
   - Obstacles 19
   - Questions à examiner lors de la consultation 21

3. Enjeux liés au transport 22
   - Investissement dans le transport 22
   - Congestion 22
   - Planification et autorisations 23
   - Questions à examiner lors de la consultation 25

PROCESSUS DE CONSULTATION 27

CONCLUSION 28

Sommaire

Le secteur de l'électricité de l'Ontario a connu des changements considérables ces dernières années, notamment la restructuration de l'ancienne Ontario Hydro ainsi que la commercialisation des sociétés de distribution et de transport d'électricité de la province. En rétrospective, les efforts de l'Ontario pour procéder rapidement à la mise en place d'un marché viable et concurrentiel peuvent avoir été trop ambitieux. Ils n'ont pas accordé au secteur suffisamment de temps pour s'adapter et n'ont pas offert suffisamment de sécurité aux consommateurs.

Le gouvernement actuel prend des mesures afin de promouvoir la santé et la viabilité du secteur de l'électricité. Ces mesures comprennent l'adoption d'une approche plus responsable en matière d'établissement du prix de l'électricité qui reflète davantage son coût réel et met fin à la subvention du prix de l'électricité. Il s'agit là d'une approche équilibrée en matière de politique énergétique, laquelle associe les caractéristiques d'une industrie réglementée et celles d'un secteur énergétique concurrentiel.

Le présent document définit et analyse les changements de même que les enjeux qui attendent le réseau de l'Ontario. Il pose des questions et établit un processus de consultation public qui pourra aider le gouvernement à élaborer un cadre politique pour ce secteur.

Le présent document présente les enjeux suivants, lesquels sont d'une importance considérable pour l'avenir du réseau câblé de l'Ontario :

- la possibilité d'accroître l'efficacité au sein du secteur de la distribution de l'électricité par l'entremise d'activités volontaires de consolidation, de rationalisation opérationnelle et administrative et de dégroupage fonctionnel (séparation des services);

- l'élaboration d'installations de production décentralisée (afin que l'emplacement d'une installation de production soit près, voire très près, de l'endroit où la charge est consommée);

- la résolution des questions de transport, comme les nouveaux investissements, la congestion et la nécessité de simplifier le processus de planification et d'approbation.

Grâce au soutien conféré par un cadre politique encourageant une approche volontaire en matière de consolidation, le nombre de distributeurs du secteur des sociétés de distribution locale (SDL) a diminué des deux tiers depuis 1998.

Les consolidations augmentent l'efficacité en facilitant l'intégration des systèmes, la rationalisation des fonctions administratives et l'amélioration du système de planification de la distribution. Cependant, les consolidations peuvent imposer de nouveaux coûts et

ne pas être nécessaires pour obtenir les gains d'efficacité qui sont possibles grâce à d'autres stratégies commerciales.

Le gouvernement reconnaît que l'efficacité du secteur de la distribution ne se limite pas à la rationalisation par l'entremise de la consolidation. Elle comprend la recherche des gains d'efficacité sur le plan administratif et opérationnel ainsi que des occasions de dégroupage fonctionnel. Plusieurs SDL de l'Ontario ont envisagé des manières novatrices de réaliser des gains d'efficacité, notamment en étudiant les possibilités de sous-traitance et d'alliances. Le secteur de la distribution doit continuer à rechercher des manières novatrices et rentables d'offrir ses services de distribution traditionnelle ainsi que de nouveaux services qui seront nécessaires pour mettre en œuvre les priorités du gouvernement en matière de conservation et de rendement énergétique.

On prévoit que l'importance de la production décentralisée grandira au fur et à mesure que les installations au charbon seront remplacées. La production décentralisée offre d'importants avantages pour le réseau câblé, notamment en retardant les dépenses en capital de mise à niveau du réseau de câbles, en offrant des solutions locales aux contraintes en matière de transport, en réduisant les pertes à l'échelle du système, en améliorant le facteur de charge et en augmentant la fiabilité de l'approvisionnement.

Il existe des obstacles au développement et à la croissance de la production décentralisée en Ontario, notamment les enjeux au niveau de l'économie, de la planification du système et de la réglementation. Le gouvernement reconnaît que, afin de satisfaire aux besoins énergétiques de l'Ontario, de plus amples travaux de réglementation sont nécessaires pour favoriser le plus possible l'investissement, la construction et le développement de nouvelles installations de production décentralisée.

L'approvisionnement en électricité de l'Ontario proviendra de plus en plus d'installations de production décentralisée de petite envergure qui ont recours aux énergies renouvelables. Cela exigera de nouveaux investissements et une certaine reconfiguration des lignes de distribution et de transport, des approches simplifiées en matière de planification et d'autorisation relativement au transport et à l'amélioration de la gestion de la congestion.

Le développement d'installations de production décentralisée, l'amélioration du réseau de transport de l'Ontario ainsi que la stimulation de l'efficacité dans le secteur de la distribution dépendent et exigent de nouveaux investissements ainsi qu'un environnement réglementaire favorable. Le gouvernement comprend l'importance de la promotion de l'investissement du secteur privé afin de contribuer à renforcer le secteur de l'électricité de l'Ontario. Le gouvernement admet également que les investisseurs et les intervenants du secteur de l'électricité de l'Ontario ont besoin de stabilité et de prévisibilité.

Le gouvernement reconnaît que de nombreux changements sont survenus ces dernières années à la suite de l'élaboration du cadre politique des secteurs de la distribution et du transport. Il est temps de travailler afin de créer un cadre politique et

réglementaire stable et à long terme qui soutient et stimule les nouveaux investissements, qui promeut l'efficacité et qui favorise la conservation de l'énergie.

Introduction

Depuis la fin des années 1990, le secteur de l'électricité de l'Ontario a été sujet à des changements structurels économiques, technologiques, législatifs et institutionnels importants.

Avant les contraintes financières qui ont entraîné sa restructuration en 1998, l'ancienne Ontario Hydro était un producteur, un transporteur et un distributeur rural en situation de monopole. Cette année là, des modifications législatives ont permis d'envisager la création d'un marché concurrentiel de l'électricité et le démantèlement du monopole d'Ontario Hydro. Les changements institutionnels clés comprenaient les suivants :

- la séparation d'Ontario Hydro en un réseau câblé autonome (distribution et transport) et une entreprise de production (respectivement Hydro One et Ontario Power Generation);
- la création d'un organisme indépendant, la Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ), afin de gérer le marché de gros;
- l'élargissement du rôle de la Commission de l'énergie de l'Ontario (la CEO) afin de réglementer les secteurs de la distribution et du transport de l'électricité.

La restructuration a eu des ramifications importantes pour les secteurs ontariens de la distribution et du transport de l'électricité. Les changements clés comprenaient les suivants :

- la définition du droit de propriété des municipalités à l'égard des services publics d'électricité locaux, auparavant connus sous le nom de services d'électricité municipaux;
- la commercialisation de Hydro One et des sociétés de distribution locales (SDL);
- l'encouragement de la recherche de gains d'efficacité dans le secteur local de la distribution d'électricité.

Les distributeurs d'électricité locaux devaient s'en tenir aux activités de monopole du réseau et étaient tenus de dégrouper (séparer) leurs activités concurrentielles, lesquelles devaient être effectuées par des sociétés affiliées ou par des détaillants d'électricité indépendants.

En rétrospective, les efforts de l'Ontario pour procéder rapidement à la mise en place de marchés de gros et de détail viables et concurrentiels peuvent avoir été trop ambitieux et des difficultés considérables sont survenues.

Les changements prévus avaient une grande portée, particulièrement du point de vue de l'adaptation ou de la création de structures institutionnelles entièrement nouvelles. Peu après l'ouverture du marché en 2002, l'augmentation de la demande, associée à un approvisionnement en électricité restreint, a entraîné des pointes soudaines du prix de l'électricité. Cela a poussé le gouvernement à imposer un blocage des tarifs de l'électricité, notamment les tarifs de distribution payés par les entreprises et par les consommateurs résidentiels. Le secteur naissant de la vente au détail d'électricité exigeait également des règlements plus stricts afin de protéger l'intérêt public contre les comportements commerciaux indésirables.

Manifestement, il est difficile de tenter d'imposer un marché concurrentiel à une industrie qui a longtemps fait l'objet d'un monopole en Ontario. L'industrie n'a pas eu suffisamment de temps pour s'adapter à une structure du marché différente et permettre une élaboration plus complète des outils réglementaires qui l'aideraient à obtenir des résultats concurrentiels tout en protégeant adéquatement les consommateurs.

Mesures adoptées

Le gouvernement actuel prend des mesures afin de promouvoir la santé et la viabilité du secteur de l'électricité.

En décembre 2003, il a adopté la *Loi de 2003 modifiant la Loi sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* (établissement du coût de l'électricité), qui a été déposée en tant que projet de loi 4. Elle prévoyait une approche responsable et viable en matière d'établissement du prix de l'électricité afin qu'il corresponde davantage au coût véritable de l'électricité, mettant fin par le fait même à la subvention du prix de l'électricité. Cela a conféré à la Commission la responsabilité de déterminer, au plus tard le 1er mai 2005, le prix de l'électricité que les petits consommateurs de l'Ontario doivent payer. Cette loi a rétabli une grande partie du rôle de la Commission relativement à l'établissement et à l'approbation des tarifs de distribution et de transport de l'électricité, à l'allègement des exigences relatives à l'approbation du ministère avant que l'autorité de réglementation ait le droit de traiter les requêtes relatives aux tarifs de transport.

En décembre 2004, le gouvernement a adopté la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité* (déposée sous le nom de projet de loi 100). Lorsque les dispositions de cette loi seront promulguées, elles modifieront la *Loi de 1998 sur l'électricité* et la *Loi de 1998 sur la Commission de l'énergie de l'Ontario* afin de créer l'Office de l'électricité de l'Ontario et d'instituer la politique gouvernementale de marché de l'électricité hybride. Cette loi adopte une approche équilibrée en matière de politique énergétique en associant les caractéristiques d'une industrie réglementée et celles d'un secteur énergétique concurrentiel. Cela comprendra la réglementation du prix de l'électricité produite dans les grandes centrales nucléaires et hydroélectriques à charge minimale, les producteurs non constitués en service public, les producteurs à contrat ainsi qu'un marché de gros pour le reste de la production. Cette association de

mécanismes d'établissement du prix fera en sorte que les consommateurs paieront un prix pondéré.

L'objet de cette loi consiste à encourager et à stimuler une culture de la conservation d'énergie en Ontario à titre de moyen d'aborder le problème de l'approvisionnement restreint découlant de la croissance de l'économie ontarienne et de remplacer les centrales nucléaires et au charbon vieillissantes. Cette loi permettra d'établir un équilibre entre le besoin d'obtenir des investissements privés pour l'approvisionnement et celui d'éviter que les consommateurs constatent de grandes fluctuations sur leurs factures d'électricité.

Bref, pour refléter le véritable coût de la production d'électricité en Ontario, cette loi aborde les enjeux connexes à la préservation de l'approvisionnement, à la promotion de la conservation de l'énergie et à l'établissement de prix plus réalistes.

Enjeux liés au transport et à la distribution

La prochaine étape consiste à déterminer comment les secteurs de la distribution et du transport s'insèrent dans la vision globale du gouvernement concernant l'industrie de l'électricité de l'Ontario. Dans son discours prononcé devant le Empire Club en avril 2004, le ministre de l'Énergie Dwight Duncan a confirmé que le gouvernement aborderait les enjeux liés au transport et à la distribution à compter de l'automne.

Le ministre a remarqué que « Sans un examen approfondi de cet aspect de l'infrastructure, il nous sera impossible d'apporter les changements nécessaires pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en Ontario ».

Le présent document définit et décrit certains des enjeux clés qui touchent le réseau câblé, tandis qu'il s'adapte afin d'appuyer les nouvelles politiques et priorités du gouvernement en matière d'énergie. On y pose également des questions destinées à la consultation du public, questions qui pourraient aider à guider le gouvernement dans l'élaboration d'un cadre politique pour les secteurs de la distribution et du transport.

Le présent processus de consultation a pour objectif de se tourner vers l'avenir et de donner aux intervenants de l'industrie ainsi qu'à tous les Ontariens et Ontariennes l'occasion de commenter la manière dont les secteurs de la distribution et du transport peuvent aider au développement du secteur électrique de l'Ontario.

Au cours des prochaines années, parmi les modifications importantes du secteur de l'électricité de l'Ontario, notons :

- une diminution de la dépendance à l'égard de la production à grande échelle de même qu'une production décentralisée à plus petite échelle et fondée sur l'énergie renouvelable (dans ce type de production, l'emplacement d'une installation de production est près, voire très près, de l'endroit où la charge est consommée);

- une culture de la conservation de l'énergie et de la gestion axée sur la demande;

- la mise en œuvre et la promotion de nouvelles technologies afin de permettre une production plus nouvelle et plus propre, le stockage de l'électricité ainsi que des systèmes de transport et de distribution plus efficaces.

De toute évidence, les secteurs de la distribution et du transport joueront un rôle clé afin d'aider à soutenir ces modifications. Notre gouvernement est heureux d'entreprendre des consultations sur ces enjeux avec tous les intervenants intéressés ainsi qu'avec les Ontariennes et Ontariens.

Contexte

Réseau électrique câblé de l'Ontario

Le réseau électrique câblé de l'Ontario est un système intégré de lignes de transport haute tension et de lignes de distribution qui acheminent l'électricité des centrales aux consommateurs. En raison de la grande étendue géographique de l'Ontario, notre système d'électricité exige différents types de lignes haute tension pour livrer l'électricité de manière sécuritaire, fiable et économique aux consommateurs.

Les lignes de transport haute tension qui fonctionnent à des voltages dépassant 50 kilovolts (kV), soit généralement 115 kV, 230 kV, et 500 kV, sont nécessaires pour acheminer l'électricité sur de longues distances, des centrales aux centres de charge ou de population, afin de minimiser les pertes de courant. Lorsque l'électricité arrive près d'un point de distribution, le voltage est abaissé à un poste de transformation afin de permettre sa distribution par l'entremise des lignes de distribution locale (dont le voltage est inférieur à 50 kV) qui alimentent les consommateurs.

Transport de l'électricité

Le réseau haute tension de l'Ontario compte plus de 29 000 kilomètres de lignes de transport et il est l'un des plus grands en Amérique du Nord. Hydro One possède 97 % du réseau de transport haute tension de la province. L'imposant réseau de transport de Hydro One repose sur 274 postes de transport et de sectionnement.

Hydro One dessert 92 sociétés de distribution, 113 importants consommateurs industriels et 174 producteurs, notamment 78 centrales appartenant à Ontario Power Generation. Il y a également cinq autres transporteurs : Great Lakes Power Limited, Canadian Niagara Power Inc. (CNP), Niagara West Transformation Corporation, Five Nations Energy Inc. et Cat Lake Power Utility Ltd.

La Société indépendante de gestion du marché de l'électricité (SIGMÉ) dirige le fonctionnement du réseau afin d'assurer un approvisionnement fiable. Cette direction s'exerce sur tous les propriétaires d'actifs de transport d'électricité. La CEO établit des tarifs de gros uniformes pour les services de transport fournis par ces sociétés.

Distribution de l'électricité

L'électricité est livrée en Ontario par l'entremise d'un réseau de plus de 90 distributeurs municipaux ou privés (SDL) et par Hydro One. Le réseau de distribution en Ontario dessert environ 4,4 millions de consommateurs. Le plus grand distributeur est Hydro One, qui dessert environ un quart de tous les consommateurs de services de distribution en Ontario.

Les SDL et Hydro One sont différents sur le plan de la densité des consommateurs, de la taille de la base de consommateurs, de l'étendue géographique et de l'assise financière. La taille de la distribution des distributeurs n'est pas représentative, car les SDL de l'Ontario tendent à être soit très grandes soit très petites. À titre d'exemple, les 10 plus grands distributeurs en Ontario, y compris Hydro One et plusieurs grandes SDL municipales, desservent près des deux tiers de tous les consommateurs, tandis que les 42 plus petites SDL desservent moins de 10 000 consommateurs chacune.

La distribution de l'électricité en Ontario comporte plusieurs fonctions et activités distinctes, notamment :

- les câbles et l'infrastructure de distribution (construction, réparation et entretien des lignes, élagage et abattage d'arbres);
- la gestion du service à la clientèle (connexion au réseau, administration des comptes, facturation);
- les services de compteur et de relais (installation, test, réparation et relevé des compteurs, archives et gestion de l'inventaire de compteurs, établissements d'agrément des compteurs).

Au fil de l'évolution du secteur de l'électricité de l'Ontario, durant laquelle il promeut la conservation de l'énergie, la distribution de l'électricité fonctionnera de plus en plus comme un mécanisme par lequel la gestion axée sur la demande et les innovations technologiques seront mises en œuvre afin de mieux gérer et conserver la charge.

Évolution récente

Des développements importants dans le secteur de la distribution de l'électricité sont survenus depuis 1998. Ces changements comprennent notamment des modifications législatives, de nouveaux arrangements au sein des institutions ainsi que des activités de consolidation.

Le secteur de la distribution de l'Ontario était très fragmenté au milieu des années 1990 : il comptait 308 SDL distinctes. À l'époque, de nombreux distributeurs ont vu la possibilité de réaliser des économies d'échelle et des gains d'efficacité par l'entremise de fusions et d'acquisitions stratégiques. Dans le domaine de la politique publique, on a reconnu le besoin de restructuration du secteur de la distribution. Le rapport du comité Macdonald « Un cadre pour la concurrence : Rapport du Comité consultatif sur la concurrence au sein de l'industrie de l'électricité de l'Ontario » (1996) et le livre blanc du gouvernement de l'Ontario « La voie du changement : Pour un marché concurrentiel de l'électricité et des emplois en Ontario » (1997) ont défini ce besoin.

Sur le front législatif, la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*, a apporté des changements fondamentaux dans la structure et l'exploitation des sociétés de distribution locales (SDL). Ces dernières ont reçu des mandats commerciaux clairs et elles ont subi une réorganisation à titre d'entités relevant de la *Loi sur les sociétés par actions*. Grâce à la clarification du lien de propriété qui unit les municipalités avec leur service public d'électricité local, les municipalités sont devenues actionnaires de leur SDL.

Ce changement de propriété et ce nouveau mandat commercial ont également offert une plus grande souplesse financière aux distributeurs quant à la manière dont ils peuvent recueillir des fonds et structurer leur capital (ratio d'endettement). Avant la réorganisation aux termes de la *Loi sur les sociétés par actions*, les distributeurs locaux n'avaient pour ainsi dire aucune dette. Après la restructuration, bon nombre de SDL ont assumé un ratio d'endettement d'une nature davantage commerciale dans leur structure de capital et elles ont souvent émis des titres de créances à leurs propriétaires municipaux.

Le deuxième changement important est l'établissement de rapports, le traitement et les exigences prévues par la réglementation. La responsabilité en matière de réglementation pour les SDL a été transférée de l'ancienne Ontario Hydro à la CEO, dont le rôle a été élargi. Ce transfert s'est traduit par des relations de travail plus formelles entre l'autorité de réglementation et l'entité réglementée de même que par l'élaboration de codes et d'exigences en matière de permis afin de gouverner les activités des distributeurs.

Ces deux changements ont apporté d'importantes modifications quant à la manière dont les SDL et leurs nouveaux actionnaires ont mené leurs affaires. Les actionnaires des SDL, principalement des administrations municipales, avaient la souplesse nécessaire pour prendre des décisions sur la manière dont ils maximisent le rendement de leur actif. Les actionnaires ont exigé que les SDL offrent un rendement avantageux de leur investissement. De plus, les actionnaires des SDL ont vu dans cet état des choses la chance de rechercher des occasions de fusion et de regroupement.

Après l'adoption de la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie*, la politique fiscale de la province a été conçue pour encourager les activités de rationalisation en offrant une exemption temporaire de deux ans de la taxe de transfert s'appliquant aux services publics de distribution vendues à d'autres services publics municipaux ou à Hydro One. De plus, de nombreuses SDL ont été tenues de fusionner en raison de regroupements municipaux qui ont été imposés à la fin des années 1990.

En conséquence de ces politiques, plusieurs actionnaires de SDL ont vendu leurs actions ou ont effectué un regroupement avec d'autres SDL. Entre 1998 et 2003, nous avons assisté à une consolidation rapide dans le secteur de la distribution de l'Ontario, et des 300 SDL recensées (à l'exception des sociétés privées), il n'en reste plus que 95. Hydro One a joué un rôle prépondérant dans cette vague de consolidation en

procédant à l'acquisition de 90 SDL. Cela représente près de la moitié de toute l'activité de consolidation.

En 2002, cependant, l'activité de consolidation a plafonné en raison de l'échéance de l'exemption fiscale temporaire et de l'incertitude concernant la direction future que prendra le secteur. En 2003, cette exemption, qui s'applique à nouveau uniquement aux services publics, a été réintroduite pour une autre période de deux ans, soit jusqu'au 28 mars 2005. Depuis la réintroduction de l'exemption, la seule activité significative dans le secteur des SDL publiques a été le regroupement, survenu plus tôt cette année, de trois SDL de la région de York au sein de la société PowerStream Inc., et la fusion récente de Hamilton Hydro et de St. Catharines Hydro.

Il convient de noter que FortisOntario a mené des activités d'acquisition non reliées à l'exemption fiscale concernant de petites sociétés de distribution privées, notamment la part restante (50 %) de propriété privée de Canadian Niagara Power Company et de Cornwall Electric en 2002 ainsi que Granite Power Corporation (renommée depuis Eastern Ontario Power) en 2003. Il y a aujourd'hui plus de 90 SDL en Ontario.

De récentes indications montrent que certains actionnaires de SDL envisagent de vendre leurs distributeurs d'électricité avant la date limite de mars 2005. Par exemple, le conseil municipal de Haldimand a récemment annoncé qu'il sollicite des propositions afin de vendre des actifs ou des actions de sa SDL, Haldimand County Hydro.

Depuis 1998, les SDL se sont réorganisés et elles ont restructuré la manière dont elles font affaire; c'est là une autre manière dont elles ont maximisé le rendement pour leurs actionnaires. Bon nombre de SDL ont établi des sociétés affiliées ou ont confié la prestation de nombreux services et de nombreuses fonctions à des sous-contractants non affiliés. Avant 1998, les distributeurs locaux étaient responsables de rendre ces services et de remplir ces fonctions.

Certains de ces contrats de service ont fait en sorte que la SDL agit davantage comme une société de portefeuille et retient uniquement une poignée d'employés, tandis que la société affiliée devient essentiellement un distributeur. Afin d'obtenir une plus grande efficacité et une meilleure productivité, les SDL ont également examiné les possibilités de rationaliser leurs opérations sur une base fonctionnelle.

La sous-traitance crée une situation potentiellement épineuse pour l'autorité de réglementation en ce qui a trait aux permis et à l'établissement des tarifs. L'exigence originale consistant à séparer les activités concurrentielles du monopole du réseau câblé a été abandonnée en raison de la pression qu'exercent le marché et les actionnaires. Cela a eu pour effet de transférer certaines, voire bon nombre, de fonctions et d'activités traditionnelles du monopole du réseau câblé à une société affiliée, les éloignant ainsi du champ de compétence de la réglementation.

D'un point de vue pratique, cela signifie que, pour déterminer les tarifs des SDL, l'autorité de réglementation doit évaluer si les dépenses comptabilisées dans les

conventions de service entre les distributeurs et les sociétés affiliées ou des tierces parties sont contractées prudemment.

Enjeux

1. Augmentation des gains d'efficacité dans le secteur de la distribution

Aujourd'hui, le système de distribution de l'Ontario compte plus de 90 SDL; plus de 40 d'entre elles ont moins de 10 000 consommateurs. Cependant, comme nous l'avons noté, le nombre de SDL a diminué considérablement au cours des cinq dernières années, soit de près des deux tiers, en raison du cadre politique qui encourage la consolidation volontaire.

Le gouvernement reconnaît la pluralité des opinions concernant ce qu'il convient de faire à l'avenir afin de stimuler l'augmentation de l'efficacité dans le secteur. Certains intervenants privilégient les gains d'efficacité dans le secteur de la distribution. Voici quelques exemples de ce qu'ils suggèrent :

- la promotion d'un système de planification et d'investissement plus efficace;
- l'élimination des redondances et de la duplication des installations de distribution qui entraînent un gaspillage;
- l'amélioration de l'efficacité en matière de réglementation.

D'autres suggèrent d'ouvrir davantage à la compétition les fonctions du système de distribution qui sont actuellement assurées par les distributeurs ou leurs sociétés affiliées.

Le gouvernement sollicite des opinions concernant la manière la plus commode de permettre à l'industrie d'effectuer davantage de gains d'efficacité par l'entremise d'améliorations continues et d'approches créatrices en matière de mise en commun des actifs, des activités, des fonctions et des intérêts. La politique actuelle du gouvernement privilégie l'approche volontaire en matière de consolidation et de gains d'efficacité fonctionnels. En outre, il préfère ne pas imposer ses propres solutions au secteur.

Enjeux liés à la consolidation

Le gouvernement sait que la CEO a mené des consultations plus tôt cette année sur les gains d'efficacité au sein du secteur de la distribution et qu'elle a étudié les enjeux liés à la consolidation. Dans son rapport provisoire, la CEO remarque que la consolidation donne l'occasion de réaliser des gains d'efficacité appréciables au chapitre de la structure organisationnelle, des ressources humaines, des fonctions d'ingénierie, de la gestion des ressources et des coûts, de la simplification de la prestation des services et de la souplesse financière.

Voici quelques exemples de cas précis où la consolidation peut s'avérer avantageuse sur le plan de l'efficacité :

- l'intégration du système (le regroupement ou la centralisation des bureaux de comptabilité, des systèmes administratifs et de facturation existants);
- la rationalisation des fonctions administratives tels que le service de la paie, les ressources humaines, la gestion des biens immobiliers et d'autres fonctions administratives ou la sous-traitance auprès de fournisseurs externes;
- les économies découlant de l'élimination des redondances et des chevauchements;
- la diminution des frais généraux fixes et l'amélioration de la gestion des coûts variables;
- l'amélioration du système de planification de la distribution;
- l'augmentation de l'investissement dans les technologies exigeant beaucoup de capitaux;
- l'amélioration du service à la clientèle grâce à un meilleur soutien fourni par les centres d'appels.

Cependant, l'expérience récente montre que de nombreux désavantages potentiels sont associés aux consolidations des SDL en Ontario.

- Il n'est pas obligatoire que les regroupements entraînent des gains d'efficacité. Les mêmes avantages peuvent également être réalisés par des coalitions, des coopératives, des associations et d'autres groupes de distributeurs où un changement de propriétaire peut ne pas être nécessaire.
- Selon certains intervenants, il a généralement été plus difficile de tirer avantage de la consolidation dans les régions éloignées, puisque la distance entre les SDL tend à limiter les économies potentielles en matière d'exploitation.
- La consolidation des SDL peut être nuisible du point de vue des coûts, par exemple lorsque les salaires des employés passent au sommet des échelles salariales.

Un autre enjeu important dans le contexte de la discussion sur les préoccupations relatives à la consolidation est celle de la taille optimale des distributeurs.

Lors des consultations de la CEO, certaines petites SDL ont parlé des avantages conférés par une petite taille; elles ont fait valoir que les grandes entreprises sont plus faciles à contrôler et tendent à moins bien répondre aux besoins de leur clientèle. Elles ont noté que les petites SDL peuvent éviter les coûts liés au regroupement et réaliser,

par l'entremise d'associations, de partenariats et de groupes industriels, les mêmes économies d'échelle que les entreprises regroupées. De plus, les petites SDL peuvent mettre en œuvre des changements plus facilement qu'une grande entreprise. Elles ont également fait remarquer que certaines des grandes SDL en Ontario assument des coûts plus élevés par consommateur que bon nombre de petites SDL.

Afin d'évaluer si la consolidation peut aider à réaliser d'autres gains d'efficacité, des intervenants ont fait remarquer durant les récentes consultations de la CEO qu'il n'existe aucune preuve empirique concernant les gains d'efficacité obtenus par les récentes consolidations survenues dans le secteur de la distribution de l'Ontario. Les bienfaits des consolidations sur le plan de l'efficacité semblent plutôt dépendre de détails particuliers aux situations individuelles ainsi que des compétences des gestionnaires à obtenir des gains d'efficacité après le regroupement.

Lors de l'élaboration de politiques visant à favoriser les gains d'efficacité au sein du secteur de la distribution, le gouvernement reconnaît les différents points de vue quant aux bienfaits que comporte l'encouragement d'une consolidation structurelle plus poussée dans le cadre d'une stratégie globale. Il existe clairement des points de vue différents lorsqu'il est question de définir si une plus grande consolidation peut engendrer des économies d'échelle, des économies au chapitre des coûts et une amélioration du service à la clientèle.

Certains font valoir que des économies peuvent être réalisées grâce aux regroupements de SDL voisines ou contiguës, éliminant ainsi la redondance et le dédoublement d'actifs de distribution. D'autres sont d'avis que regrouper des SDL qui sont déjà grandes entraînera peu de gains d'efficacité supplémentaires, voire aucun.

De plus, certains croient qu'il convient d'encourager le développement de nouveaux systèmes de distribution intégrés au sein des territoires de service existants, par exemple dans les nouveaux développements de condominiums. À long terme, cela pourrait entraîner la création d'autres distributeurs d'électricité en Ontario.

Le gouvernement remarque également la décision du 27 février 2004 de la CEO concernant la modification des zones desservies autorisées, particulièrement le constat selon lequel les requêtes de nouveaux systèmes de distribution intégrés ne sont généralement pas dans l'intérêt public, puisqu'ils peuvent être inefficaces du point de vue économique. Cependant, cette constatation n'abordait pas directement la question des systèmes de distribution qui sont entièrement intégrés dans une propriété privée, comme des condominiums ou des immeubles commerciaux.

Jusqu'à maintenant, l'approche privilégiée par le gouvernement a consisté à favoriser la consolidation volontaire en permettant aux propriétaires d'actifs de distribution de prendre une décision purement commerciale pour déterminer s'il est sensé de fusionner avec une autre entreprise. Cette approche a bien fonctionné en Ontario. Le gouvernement reconnaît que cela constitue un enjeu important pour l'industrie. En effet,

de nombreux intervenants croient toujours que toute politique relative à la consolidation doit demeurer fondée sur une approche volontaire.

Le gouvernement reconnaît également que les décisions d'affaires concernant les investissements dans le secteur de la distribution de l'Ontario ou la consolidation d'actifs sont essentiellement prises dans le contexte d'un environnement politique et réglementaire stable. De nombreux changements ont été apportés ces dernières années dans le secteur de l'électricité et notre gouvernement s'est engagé à favoriser un environnement d'investissement stable et positif. Il existe des possibilités d'investissement dans les nouvelles infrastructures et technologies qui amélioreront l'efficacité des secteurs de la distribution et du transport de l'Ontario.

Recherche des gains d'efficacité

Bien que les activités de consolidation aient été avantageuses pour le secteur, le gouvernement reconnaît que l'efficacité du secteur de la distribution se résume à bien plus que la simple réduction des coûts ou qu'à la rationalisation par l'entremise de la consolidation. Ces dernières années, les SDL de l'Ontario ont eu recours à des manières novatrices de réaliser des gains d'efficacité au chapitre de l'exploitation. Le gouvernement appuie ces efforts.

Le secteur de la distribution de l'Ontario doit continuer à rechercher des manières novatrices et rentables d'offrir les services de distribution traditionnels ainsi que les nouveaux services nécessaires à la mise en œuvre des priorités importantes en matière de conservation de l'énergie et de gestion axée sur la demande. Les SDL devront tenter d'obtenir de plus grands gains d'efficacité dans la planification et la conception de leurs systèmes afin de refléter la croissance de la production décentralisée et renouvelable. Elles devront également avoir recours aux nouvelles technologies pour distribuer plus efficacement l'électricité par l'entremise de leurs réseaux de distribution.

Le gouvernement sait que la CEO a étudié la question d'obtenir de nouveaux gains d'efficacité dans le secteur de la distribution autrement que par la voie de la consolidation. Les intervenants de l'industrie ont affirmé que les objectifs clés de la gestion des SDL comprennent la mise en œuvre de mesures d'efficacité et d'amélioration continue.

Voici quelques exemples de gains d'efficacité réalisés par les SDL, lesquels sont sans répercussions sur la qualité du service à la clientèle :

- intégration des systèmes administratifs (par exemple, les systèmes de facturation et les centres d'appel);

- partage de services ou d'équipement avec d'autres distributeurs ou propriétaires municipaux (par exemple, le relevé des compteurs ainsi que la gestion de l'actif et des services);

- prévision intégrée de la charge et planification de l'agrandissement du système;
- sous-traitance de services (par exemple, facturation, relevé des compteurs, traitement des TI, élagage des arbres);
- formation d'alliances, de coopératives et de partenariats informels avec d'autres distributeurs ou acteurs de l'industrie en vue de réaliser des économies d'échelle pour l'acquisition de services, la formation ou le partage d'idées;
- regroupements ou création de projets conjoints tirant parti des économies d'échelle;
- partage d'idées et de processus sur la manière d'augmenter le rendement et l'efficacité globale.

Un enjeu d'importance qui attend le secteur de la distribution est l'absence d'un outil formel de mesure des gains d'efficacité au sein du secteur.

Les intervenants ont suggéré que l'autorité de réglementation définisse les domaines où les gains et les pertes d'efficacité existent pour ensuite élaborer des données de référence, des objectifs d'efficacité ainsi que des outils de mesure du rendement. En réponse, la CEO étudie la question par l'entremise d'une gamme de processus continus, notamment les préparatifs d'établissement des tarifs de distribution de 2006. Il faut également tenir compte des meilleurs moyens à employer pour inciter les SDL à réaliser de nouveaux gains d'efficacité. L'autorité de réglementation entreprend des exercices de modification de la base tarifaire et de répartition des coûts. Elle prévoit qu'ils serviront de composantes de base de l'élaboration de règlements axés sur les incitatifs (mécanisme d'établissement des taux axé sur le rendement) pour le secteur de la distribution de l'Ontario.

Le gouvernement reconnaît que la mise en œuvre d'un tel régime en Ontario peut être avantageuse, puisqu'elle favorise de nouveaux gains d'efficacité dans le secteur de la distribution et promeut une culture d'amélioration continue. La réglementation fondée sur les incitatifs aiderait également les investisseurs du secteur de l'électricité de même que l'autorité de réglementation à évaluer et à comparer le rendement des SDL à l'échelle de l'Ontario. En outre, elle permettrait aux investisseurs d'aider à améliorer les règlements et à promouvoir l'investissement dans le secteur de la distribution de l'Ontario.

Occasions de dégroupage fonctionnel

Lorsque la *Loi de 1998 sur la concurrence dans le secteur de l'énergie* a été adoptée, les SDL ont été remodelées afin d'offrir leur service monopolistique traditionnel de réseau câblé, tandis que les activités concurrentielles, telles que la vente au détail de l'électricité, devaient être entreprises par des entités séparées. Au cours des six dernières années, les entreprises de réseau câblé ont évolué et de nombreuses SDL ne

fournissement plus elles-mêmes l'ensemble des services traditionnels, ayant plutôt opté pour passer des contrats de service avec des sociétés affiliées et des tierces parties en situation de concurrence.

De nombreuses SDL agissent à titre de gestionnaire du réseau câblé ou de sociétés de portefeuille. Elles supervisent des contrats de service conclus avec des sociétés affiliées ou des tierces parties, lesquelles mettent sur pied et offrent des services de distribution. Par exemple, les services de facturation ont été centralisés en Ontario, et la plupart des SDL optent de confier cette fonction à des spécialistes de la facturation. Cela a contribué à réaliser des économies d'échelle fondées sur l'activité ou la fonction, même s'il existe toujours sur papier plus de 90 SDL en Ontario.

Poussé par de nouvelles technologies, des pratiques commerciales ainsi que des approches de service plus raffinées, le secteur de la distribution continue d'évoluer. Compte tenu du succès qu'ont connu certaines SDL dans la poursuite des gains d'efficacité fonctionnels grâce à l'impartition de certaines fonctions, il peut exister de nouvelles possibilités de dégrouper davantage certaines fonctions précises des SDL et de les soumettre à la concurrence et non de les offrir exclusivement en situation de monopole. Par exemple, certaines activités de service à la clientèle, telles que la gestion des comptes et les nouvelles connexions peuvent se prêter à des pratiques commerciales plus judicieuses et à une augmentation des choix compétitifs.

Une question importante pour l'avenir du secteur de la distribution est la nécessité de rechercher davantage de possibilités de gains d'efficacité sur le plan des fonctions. Comme on l'a noté plus haut, les activités des SDL comprennent l'investissement dans le réseau câblé et son entretien, la gestion du service à la clientèle et la technologie de facturation (y compris les services liés aux compteurs). De toute évidence, les SDL étudieront des approches créatives en matière de gestion des compteurs lorsque la province passera aux compteurs intelligents.

La poursuite des dégroupages fonctionnels peut cependant poser des défis sur le plan de la réglementation. Comme l'indique l'expérience vécue dans le secteur du gaz naturel, il peut être plus difficile de réglementer un secteur où les fonctions essentielles, qui étaient réunies auparavant, sont dégroupées et mises en œuvre par une combinaison de sociétés titulaires, de sociétés affiliées, de tierces parties, et de fournisseurs de service spécialisés.

Questions à examiner lors de la consultation

Les enjeux et défis définis dans les sections précédentes exigent des solutions novatrices. Une considération clé pour le gouvernement est la manière de favoriser les gains d'efficacité dans le domaine de la distribution. Afin de fournir un cadre de travail sur la question des gains d'efficacité au sein du secteur de la distribution, le gouvernement pose les questions suivantes, lesquelles pourraient servir de base de consultation et de discussion avec les intervenants.

1. Existe-t-il des obstacles précis sur le plan politique, législatif ou réglementaire qui entravent certaines possibilités de gains d'efficacité?

2. De plus grands incitatifs réglementaires, par exemple dans la structure tarifaire, auraient-ils leur place pour encourager les SDL à rechercher de plus grands gains d'efficacité dans leur fonctionnement? Quelle serait la meilleure façon de mettre en œuvre ces incitatifs?

3. Quels seraient certains des défis à relever en matière de mise en œuvre et de fonctionnement associés à la consolidation géographique ou fonctionnelle? Comment pourraient-ils être surmontés?

4. Quelle latitude aurait-on pour encourager des échanges entre distributeurs et des mises en commun créatrices d'actifs afin de simplifier la configuration générale du secteur de la distribution?

5. Quelles fonctions précises actuellement assumées dans une situation de monopole par les distributeurs se prêteraient à une augmentation de la concurrence (ou à tout le moins à une forme de concurrence partielle)? Quelles types de structures pourraient être nécessaires pour favoriser davantage le dégroupage fonctionnel?

2. Production décentralisée

Aperçu

Au fur et à mesure que les centrales au charbon sont remplacées et que les centrales nucléaires sont mises hors service, il sera nécessaire de créer des moyens de production de remplacement sûrs, efficaces et viables du point de vue environnemental. On prévoit que la gamme de ressources futures comprendra des turbines au gaz naturel, l'hydroélectricité et d'autres nouvelles technologies propres et renouvelables.

Certaines technologies donnent l'occasion de construire les installations à l'endroit même où la charge est consommée, ou très près de ce lieu, ce qui permet d'approvisionner le réseau de distribution local directement ou par l'entremise de lignes de transport basse tension. Comme nous l'avons déjà noté, ce mode de production est normalement appelé « production décentralisée ».

En Ontario, parmi les technologies qui peuvent être utilisées, mentionnons les turbines à gaz, l'énergie solaire et les piles à combustible, la biomasse et, dans certaines circonstances, les petites centrales hydroélectriques de même que les éoliennes. Compte tenu de leur souplesse, les technologies de production décentralisée sont déjà un facteur important dans de nombreux marchés d'électricité (comme la Californie, les Pays-Bas et l'Allemagne), particulièrement pour les applications nécessitant une grande fiabilité, à titre de source de capacité d'urgence ou de mécanisme visant à retarder l'expansion d'un réseau local.

Le gouvernement reconnaît que l'élaboration d'un portefeuille énergétique diversifié, propre et renouvelable en Ontario se prête bien au développement d'installations de production décentralisée. Dans son discours du 15 avril 2004 devant le Empire Club, le ministre de l'Énergie, Dwight Duncan a reconnu le potentiel des projets de production décentralisée.

> « La production décentralisée, qui est aussi intéressante du point de vue de la sécurité, promet beaucoup au niveau de l'environnement, car elle implique le non-recours aux infrastructures lourdes que sont les réseaux de transport et affectent les ressources uniquement là où elles sont strictement nécessaires. Notre but est d'aider les Ontariens à débloquer les possibilités qui les entourent et à se montrer créatifs dans la production d'électricité efficace. Nous supprimerons les obstacles, libérerons les ressources et exploiterons les nouvelles idées susceptibles de nous aider à relever les défis. »

Avantages

La production décentralisée a d'importantes répercussions sur le réseau de distribution et de transport. Essentiellement, elle peut ajouter de la valeur au réseau d'électricité en :

- retardant ou évitant les dépenses en immobilisations pour la mise à niveau d'un réseau de transport ou de distribution congestionné;
- offrant des solutions locales aux contraintes de transport;
- réduisant les pertes que subit le système de distribution et de transport;
- améliorant le facteur de charge du système de transport et de transformation;
- améliorant la fiabilité à l'échelon de la SDL;
- fournissant des services de soutien ou auxiliaires au réseau de distribution local.

La production décentralisée peut présenter certains avantages économiques pour les consommateurs. La production d'électricité sur place peut aider à compenser certains coûts liés au transport et à la distribution, lesquels peuvent représenter 20 ou 30 % des coûts de distribution de l'électricité. Cependant, le producteur peut s'approprier les sommes dégagées par l'absence de coûts de transport plutôt que d'en faire bénéficier le consommateur. La production décentralisée peut aussi être mieux placée pour utiliser des carburants moins coûteux, tels que les gaz d'enfouissement.

Comparativement aux grandes centrales, la production décentralisée a le potentiel de satisfaire de nouveaux besoins d'approvisionnement dans des délais plus courts. Elle peut aussi :

- aider à réduire les prix de l'électricité aux périodes de pointe et les frais de transport;
- présenter moins de risques en matière de finances, de développement, de construction et d'exploitation pour les abonnés en raison de la moindre ampleur des investissements;
- utiliser plus efficacement le combustible, particulièrement dans les cas où une installation produit à la fois de l'électricité et de la chaleur à des fins industrielles ou pour le chauffage, la ventilation ou la climatisation des collectivités environnantes.

Cependant, la production décentralisée n'est pas sans présenter des défis, notamment :

- l'efficacité de la consommation du carburant dans les petites centrales au gaz classiques peut être inférieure à celle des grandes centrales;

- la production décentralisée peut aggraver les facteurs de charge liés au transport si son emplacement n'est pas choisi judicieusement;

- l'emplacement de nombreuses sources naturelles de production décentralisée (par exemple, les gaz d'enfouissement ainsi que l'énergie éolienne, marémotrice et géothermique), peuvent être situés loin du lieu de consommation, ce qui limite la possibilité d'éviter de transporter l'électricité.

Obstacles

Il existe cependant, en Ontario, un certain nombre de facteurs qui peuvent faire obstacle au développement et à l'essor de la production décentralisée.

Obstacles économiques : les frais juridiques, consultatifs et réglementaires associés au développement d'un nouveau projet de production décentralisée peuvent constituer un obstacle à sa réalisation. Il faut souvent beaucoup de temps pour terminer les divers processus d'approbation exigés avant l'établissement d'une installation de production d'électricité en Ontario. Bien que ces coûts connexes soient similaires pour tous les nouveaux projets de production d'électricité, le fardeau économique que doivent assumer les promoteurs des petits projets de production décentralisée, dont les ressources sont plus limitées, peut s'avérer plus lourd que pour un producteur d'électricité bien établi.

Un autre obstacle de nature économique est le coût par unité d'électricité produite grâce à certaines technologies de production décentralisée plus élevé que celui de l'électricité provenant du réseau. Ce dernier tire généralement son électricité de sources moins coûteuses, soit l'énergie hydroélectrique, nucléaire et fossile. Cette situation s'explique en partie par le fait que la production décentralisée est étroitement associée à des technologies de production renouvelable, notamment solaire et éolienne, qui tendent à être plus coûteuses que les sources de production traditionnelles.

Enjeux relatifs à la planification du système : le système de distribution a d'abord été conçu pour recevoir l'électricité d'un système de transport sur une longue distance. Une certaine reconfiguration peut être nécessaire pour favoriser l'essor de la production décentralisée et obtenir les investissements qu'elle exige.

Enjeux relatifs au branchement et à la réglementation : pour qu'un système de production décentralisée soit raccordé au système de distribution, il pourrait être nécessaire de surmonter des obstacles considérables relativement aux frais d'évaluation et aux coûts de mise à niveau, lesquels ne sont pas clairement définis. L'environnement réglementaire pourrait jouer un rôle important quant à la définition et à l'élimination de ces obstacles ainsi qu'à la promotion des investissements dans la production décentralisée.

Par exemple, l'autorité de réglementation a indiqué qu'elle pourrait envisager d'autres modifications au Code des réseaux de distribution afin de résoudre les points en litige tels que la normalisation des contrats autres que ceux des microprojets de production d'électricité, la propriété de l'équipement de débranchement haute tension et les enjeux relatifs à la responsabilité. La CEO examine la question du partage des coûts de branchement à l'échelle du système de distribution, d'autant plus que la production décentralisée devient de plus en plus commune.

Le partage des bénéfices constitue un autre enjeu de nature réglementaire. Les promoteurs de la production décentralisée sont d'avis qu'ils devraient partager tout bénéfice potentiel réalisé grâce aux réductions de la charge découlant de leur investissement. D'autres croient, par contre, que l'approche du partage des bénéfices procure un incitatif pour la production décentralisée qui pourrait se traduire par des tarifs réglementés plus élevés pour les consommateurs. Elle peut aussi encourager l'établissement de la production dans certains régions, ce qui entraînerait une congestion du transport. L'autorité de réglementation envisage présentement la possibilité de permettre aux producteurs décentralisés de partager les bénéfices tirés de leur production.

Le groupe d'étude de l'industrie sur la production décentralisée et l'Association of Power Producers of Ontario (APPrO) ont aussi relevé certains de ces obstacles. Tandis que les intervenants reconnaissent que tous ces problèmes ne peuvent pas être résolus lors d'un forum unique, ils voient l'exercice actuel de redéfinition du tarif de base pour 2006 par la Commission comme une occasion de résoudre certains de ces enjeux.

Bien qu'il existe encore de nombreuses difficultés à surmonter pour la production décentralisée, des travaux sont en cours afin d'éliminer certains obstacles. À la suite d'une directive du gouvernement en vue de se pencher sur le nouveau mode de production, l'autorité de réglementation a modifié le Code des réseaux de distribution, pour y introduire des processus normalisés et des exigences techniques relatifs au branchement des nouveaux producteurs au système de distribution. La CEO a également produit un modèle d'entente de branchement d'une microcentrale intégrée de déplacement de charge. Ce document constitue un contrat de branchement pour toutes les microcentrales (produisant moins de 10 kW) et pour tous les consommateurs qui entendent utiliser le système de distribution.

Cependant, le gouvernement reconnaît la nécessité de poursuivre les travaux de consultation, particulièrement en ce qui a trait à la réglementation, afin de favoriser le développement de la production décentralisée. Le gouvernement s'est engagé à assurer la construction, la mise en route et l'exploitation à court terme de nouvelles centrales qui utilisent de l'énergie propre et renouvelable.

Questions à examiner lors de la consultation

1. Quelles sont certaines des préoccupations principales, particulièrement pour les distributeurs et les transporteurs, qui découlent de l'arrivée de la production décentralisée en Ontario et de l'utilisation accrue que l'on compte en faire?

2. Peut-on corriger des lacunes ou résoudre des contradictions législatives, réglementaires ou institutionnelles précises afin de favoriser la production décentralisée?

3. Dans le contexte de l'augmentation de la production décentralisée, quelles stratégies à long terme sont nécessaires pour assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de la planification du système?

3. Enjeux liés au transport

Un système de transport robuste est un élément clé de l'élaboration d'un marché de gros qui fonctionne bien. Il est important que le réseau de transport ait la capacité de satisfaire aux besoins créés par un portefeuille de production plus diversifié, qui intègre notamment des technologies fondées sur l'énergie renouvelable et la production décentralisée ainsi que de possibles augmentations de l'importation d'électricité d'autres collectivités publiques, particulièrement canadiennes.

Parmi les nouveaux défis, mentionnons la nécessité d'effectuer de nouveaux investissements pour desservir les nouvelles installations, de résoudre les problèmes de congestion ainsi que de simplifier le processus de planification et d'autorisation.

Investissement dans le transport

Le système de transport de l'électricité de l'Ontario subit des contraintes parce que son expansion n'a pas suivi le rythme de la croissance de la demande et de la population ni les changements au chapitre de l'approvisionnement mixte et des technologies de production de l'électricité. Il est nécessaire de construire de nouveaux réseaux de transport et d'y investir. Tandis que l'Ontario supprime progressivement ou met hors service ses centrales au charbon et qu'elle dépend de plus en plus de la production de remplacement à petite échelle, la demande d'investissements se fera plus insistante dans les domaines suivants :

- la reconfiguration du système de transport afin d'offrir des services aux installations fondées sur les nouvelles technologies de production à petite échelle;
- la construction de connexions de transport avec les collectivités publiques avoisinantes;
- l'amélioration des connexions du réseau entre le Nord-Ouest de l'Ontario et les régions urbaines du Sud de l'Ontario.

Le nouvel Office de l'électricité de l'Ontario (OEO) déterminera les besoins en matière de nouveaux investissements dans le domaine du transport. On prévoit que le propriétaire de la plus grande partie du réseau, Hydro One, jouera un rôle prépondérant pour s'assurer que de nouvelles lignes de transport seront construites.

Congestion

Il est également nécessaire d'aborder la question des contraintes liées à la congestion s'exerçant sur certains segments du réseau de transport dans certaines parties du Sud de l'Ontario. L'une des possibilités consiste à investir dans de nouveaux actifs de

transport afin de desservir les zones de la région du Grand Toronto qui connaissent une croissance rapide tout en protégeant la stabilité et la fiabilité du système à la suite des fermetures de centrales au charbon et de la reconfiguration des lieux de production de l'électricité en Ontario.

Le Comité de surveillance du marché est préoccupé par le fait que ces contraintes entraînent des paiements de congestion importants, qu'ils peuvent limiter l'efficacité du marché et entraver la concurrence. Le Comité de surveillance du marché a constaté :

- un manque de renseignements permettant de stimuler de nouveaux investissements dans le transport;
- la nécessité de clarifier le processus de planification et le rôle des acteurs principaux;
- la nécessité de déterminer la responsabilisation quant à l'évaluation et à la comparaison des coûts et des avantages des nouveaux projets de transport qui sont destinés à réduire la congestion.

Planification et autorisations

Les gouvernements fédéral, provincial et local ainsi que les organismes ont un rôle à jouer dans la planification et l'autorisation des nouveaux projets de transport. Par conséquent, il est nécessaire de s'assurer que l'ensemble du processus est rationalisé, coordonné et que le dédoublement des efforts est réduit au minimum.

Des processus d'établissement des règlements, d'audience et d'autorisation flous peuvent constituer des obstacles importants aux investissements dans les nouvelles installations de transport. Les gouvernements fédéral, provincial et local, les groupes d'intérêts locaux concurrents et les Premières nations demandent à jouer un rôle de plus en plus important dans le processus de planification et de décision. Ces facteurs peuvent augmenter la complexité du processus de planification, ce qui a un effet boule de neige sur la construction de nouvelles installations de transport alors qu'ils devraient, en fin de compte, faire en sorte que les projets de transport sont plus acceptables aux intervenants locaux.

Les sociétés de transport de l'Ontario, l'OEO, la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) ainsi que les municipalités doivent tous jouer un rôle en matière de planification. La CEO et, possiblement, l'Office national de l'énergie (ONE) doivent également participer à l'autorisation des plans ainsi qu'à celle de projets précis visant à mettre en œuvre ces plans. Une jurisprudence grandissante indique que les Premières nations, qui peuvent être touchées par les installations de transport, ont aussi un rôle à jouer.

En outre, les plans et projets peuvent être assujettis à une autorisation aux termes de la *Loi sur les évaluations environnementales* du Canada. L'Ontario a récemment conclu une entente avec le gouvernement fédéral afin de mener des évaluations environnementales conjointes. L'entente définit les mécanismes, notamment la possibilité de constituer des comités d'examen conjoints lorsque cela est nécessaire et approprié, afin de guider la collaboration fédérale-provinciale quand viendra le temps d'appliquer les lois du Canada et de l'Ontario en matière d'évaluation environnementale à un même projet.

Après l'adoption du projet de loi 100, l'OEO sera le seul organisme en Ontario détenant le mandat clair et précis, dans le contexte de l'élaboration de son plan pour le réseau d'électricité intégré, d'évaluer les besoins relatifs au réseau électrique, d'examiner les possibilités de satisfaire à ces besoins et de définir des solutions de transport précises, dans les cas les plus appropriés. La CEO mènera un examen complet et transparent du plan afin de s'assurer qu'il est rentable et prudent d'un point de vue économique.

De toute évidence, le projet de loi 100 constitue un grand progrès en ce qui a trait à la clarification et à la rationalisation de la planification et de l'autorisation relative au transport à l'échelon provincial. Cela aidera à éliminer les coûts inutiles en matière de réglementation qui résultent des chevauchements et des dédoublements actuels. Cependant, ce projet de loi ne constitue qu'une première étape. Les initiatives individuelles de transport qui continuent d'exiger des autorisations pour chacun de leurs projets entraînent également un risque de dédoublement et des frais inutiles.

L'Ontario a déjà pris des mesures pour rationaliser le projet de processus de planification aux termes de la *Loi sur les évaluations environnementales* pour certaines classes de projets de transport. Le règlement sur les projets électriques (Règl. de l'Ont. 116/01) pris en application de la *Loi sur les évaluations environnementales* précise quels projets de transport sont assujettis aux exigences en matière d'évaluation environnementale, quels projets doivent faire l'objet d'un examen environnemental préalable ou de l'évaluation environnementale pour les installations de transport de petite envergure de Hydro One (évaluation en cours de révision et de mise à jour) et quels projets feront l'objet d'une évaluation environnementale individuelle.

Aux termes de la *Loi sur les évaluations environnementales*, le promoteur d'un projet de transport d'électricité exigeant une évaluation environnementale individuelle doit définir la pertinence de l'entreprise et prendre en considération d'autres solutions. Dans la *Loi sur les évaluations environnementales*, la portée de la définition du terme « environnement » est vaste et inclut les répercussions socio-économiques d'une entreprise en plus des répercussions sur l'environnement naturel (l'air, le sol et l'eau).

Le processus d'évaluation environnementale individuelle permet au promoteur de présenter au ministre de l'Environnement un cadre de référence à des fins d'approbation, dans lequel une directive de la CEO et de l'OEO peut être citée afin de justifier la proposition et le choix de la solution de transport retenue plutôt que d'autres méthodes visant à satisfaire la demande des consommateurs d'électricité. Avant

d'approuver le cadre de référence, le ministre de l'Environnement doit s'assurer que l'OEO, par exemple, a tenu compte de la viabilité et de la protection de l'environnement lors de la préparation du plan pour le réseau d'électricité intégré et de la prise de décision que le transport constitue un choix approprié afin de satisfaire à des besoins d'électricité précis.

Dans le cadre du processus d'évaluation environnementale, la reconnaissance des autorisations précédentes par l'OEO et la CEO doit constituer une étape subséquente importante. Par conséquent, il est essentiel que la viabilité et la protection de l'environnement soient prises en compte dans la planification du plan pour le réseau d'électricité intégré de l'OEO.

Le processus d'évaluation des connexions de la SIERE examine les propositions de projets de transport afin de déterminer les répercussions qu'ils auront sur la fiabilité du réseau qu'elle contrôle et elle approuve les installations suggérées aux termes des règles du marché.

Du point de vue de la politique publique, il est évidemment nécessaire d'assurer la coordination et l'harmonisation complètes du processus de planification et d'autorisations afin d'augmenter l'efficacité, de faire en sorte que les décisions soient rendues et exécutées rapidement et d'assurer la diminution des coûts assumés par les consommateurs d'électricité.

Questions à examiner lors de la consultation

1. Une fois le plan pour le réseau d'électricité intégré approuvé par la CEO, quelles possibilités reste-t-il de rationaliser les autorisations subséquentes?

2. Les décisions de la CEO visant à autoriser la construction d'installations devraient-elles explicitement autoriser le recouvrement des coûts par l'entremise des tarifs en évitant ou en incorporant l'obligation d'une autorisation aux termes de l'article 78?

3. Devrait-on fournir aux sociétés de transport d'électricité des incitatifs financiers afin de stimuler l'investissement?

   Cet objectif pourrait-il être atteint grâce à un nouveau régime d'établissement des prix qui offrirait un rendement plus élevé aux nouveaux investissements, des tarifs fondés sur le recouvrement du coût nivelé du capital ou un plan d'amortissement non traditionnel pour les nouveaux investissements?

   Cela ne pourrait-il pas être réalisé par l'entremise du concept de « zones de concessions » ainsi que par l'obligation de construire les installations nécessaires dans ces zones? Y a-t-il d'autres solutions?

4. Quelles possibilités existent-elles afin d'harmoniser le processus d'approbation entre les différents échelons gouvernementaux?

5. Y a-t-il d'autres lacunes législatives, réglementaires ou institutionnelles précises qui devraient être réglées concernant les autres questions relatives au transport de l'électricité? Si c'est le cas, quelle serait la meilleure façon de procéder?

Processus de consultation

Le gouvernement sollicite des commentaires sur le présent document de la part des intervenants intéressés. Toute personne qui désire émettre un commentaire ou présenter des observations peut le faire par voie électronique en suivant les instructions indiquées dans le site Web du ministère : www.energy.gov.on.ca.

Les personnes qui désirent faire parvenir leurs commentaires par écrit peuvent les envoyer à l'adresse suivante :

Ministère de l'Énergie
900, rue Bay
Édifice Hearst, 4e étage
Toronto (Ontario) M7A 2E1

Seuls les commentaires et observations déposés par voie électronique seront mis en ligne automatiquement dans le site Web du ministère. Les observations écrites ne seront pas mises en ligne dans le site Web en raison de contraintes d'ordre pratique.

Le ministère doit avoir reçu tous les commentaires d'ici le 28 février 2005, à 16 h 30.

Les commentaires doivent porter précisément sur le document « Transport et distribution de l'électricité en Ontario – Perspectives d'avenir ». Ils doivent également indiquer le nom de l'intervenant présentant le commentaire, la partie représentée ainsi que les renseignements nécessaires pour joindre l'intervenant (adresse, courriel, télécopieur, etc.).

Toute question liée à cette consultation peut être posée à un représentant du ministère en composant le numéro sans frais 1 888 668-4636 ou par courriel à l'adresse suivante : write2us@energy.gov.on.ca.

Conclusion

L'objet du présent document consiste à servir de cadre de travail pour les consultations sur l'avenir des secteurs de la distribution et du transport de l'électricité de l'Ontario. Il porte principalement sur les éléments suivants :

- l'élaboration de solutions et d'approches créatives afin de réaliser davantage de gains d'efficacité dans le secteur du réseau câblé;
- l'amélioration de la qualité du service pour les consommateurs;
- la réduction au minimum des obstacles en matière de réglementation afin de promouvoir les investissements dans les nouvelles installations de production et de transport d'électricité;
- la promotion d'une culture de la conservation de l'énergie et de la gestion axée sur la demande.

Le présent document a passé en revue les enjeux associés aux gains d'efficacité dans le secteur de la distribution, au développement de la production décentralisée, à la planification du transport de l'électricité et à l'investissement.

Des questions ont été posées sur chacun des enjeux afin de guider les consultations et d'encourager les intervenants intéressés à nous faire part de leurs commentaires et de leurs suggestions pratiques sur les étapes qui peuvent et qui devraient être adoptées afin de soutenir le développement futur des secteurs de la distribution et du transport de l'électricité en Ontario. Ces commentaires et suggestions sont reçus alors que ces intervenants assument de nouveaux rôles et de nouvelles responsabilités afin de nous aider à rebâtir notre secteur de l'électricité.

Notre gouvernement s'est engagé à mener des consultations ouvertes et inclusives. Nous voulons nous assurer que les Ontariennes et Ontariens ont la chance de commenter les approches que nous élaborons en vue de guider le développement et l'augmentation futurs de l'efficacité des secteurs du transport et de la distribution de l'électricité de l'Ontario.

Ces derniers ont un rôle important à jouer afin d'aider à réaliser la vision du gouvernement pour le secteur de l'électricité. En particulier, les SDL peuvent s'avérer des vecteurs de changement à l'échelon local afin de promouvoir la conservation de l'énergie, l'introduction de nouvelles technologies favorisant le rendement énergétique et le développement de la production décentralisée. Les SDL sont très bien placées pour faire progresser la mise en œuvre des priorités du gouvernement dans les collectivités qu'elles desservent. Les Ontariennes et Ontariens devront faire appel à leur expertise, à leur débrouillardise et à leur leadership afin de promouvoir l'investissement

dans le secteur de l'électricité, d'utiliser l'énergie renouvelable et de créer une culture de la conservation de l'énergie.